



**Universidad Carlos III de Madrid  
Escuela Politécnica Superior  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**“ESTUDIO DE LA INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA  
SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA EDIFICACIÓN Y SU  
APLICACIÓN PARA EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN  
DE 53 kWp”**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

Realizado por: Ángel J. González López

I.T.I. ELECTRICIDAD

TUTORA: M<sup>a</sup> Consuelo Gómez Pulido

## ÍNDICE

CAPÍTULO 0: OBJETIVOS DEL PFC .....	7
CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LA ESFV EN LA EDIFICACIÓN .....	8
1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS .....	8
1.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (Introducción).....	10
1.2.1 Ventajas de la tecnología FV .....	10
1.2.2 Impacto medioambiental .....	11
1.2.3 Coste de la energía fotovoltaica .....	12
1.2.4 Ayudas .....	12
1.3 APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	13
1.3.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	13
1.3.1.1 Fotovoltaica en áreas rurales sin red .....	13
1.3.1.1.1 Instalaciones aisladas.....	13
1.3.1.1.2 Minirredes.....	13
1.3.1.1.3 Fotovoltaica para zonas aisladas.....	14
1.3.1.2 Fotovoltaica conectada a la Red .....	14
1.3.1.2.1 Formas de conectarse a la red .....	14
1.3.1.2.2 Fotovoltaica en edificación.....	15
1.3.1.2.3 Fotovoltaica en suelo .....	16
1.3.1.2.4 Evolución del tipo de aplicación .....	16
1.3.1.3 Sistema híbrido .....	17
1.3.2 Aplicaciones destacadas de cada caso .....	17
1.3.2.1 Aplicaciones destacadas en sistemas conectados a la red .....	17
1.3.2.2 Aplicaciones en electrificación sin conexión a la red.....	18
1.3.2.3 Aplicaciones. Industrial sin conexión a la red .....	18
1.3.2.4 Sistema de bombeo solar .....	18
1.4 TECNOLOGÍA Y COMPONENTES .....	19
1.4.1 Tipos y evolución .....	19
1.4.1.1 Silicio cristalino.....	19
1.4.1.2 Capa delgada.....	20
1.4.1.3 Módulos de concentración .....	21
1.4.1.4 Investigación.....	22
1.4.2 El generador fotovoltaico .....	23
1.4.2.1 Módulos .....	23
1.4.2.1.1 Especificaciones del fabricante (ejemplo).....	25
1.4.2.1.2 Dependencia de la temperatura.....	25

1.4.2.2 El inversor .....	26
1.4.2.3 Sistemas de Seguimiento solar .....	26
1.4.2.3.1 Tipos de seguimiento.....	27
1.4.2.3.2 Comparaciones .....	27
1.5 Parámetros principales de la instalación fotovoltaica.....	27
1.5.1 Vida útil .....	27
1.5.2 Pérdidas .....	28
1.5.3 Rendimiento Efectivo .....	29
1.5.4 Factor de Rendimiento Total .....	30
1.6 ANÁLISIS DEL MERCADO FOTOVOLTAICO MUNDIAL .....	30
1.6.1 Análisis de instalaciones de producción eléctrica .....	30
1.6.2 Previsiones de crecimiento del mercado mundial. Futuro de la ESFV .....	32
1.6.2.1 Hipótesis Avanzada .....	32
1.6.2.2 Hipótesis Moderada.....	33
1.6.2.3 Consumo de electricidad .....	33
1.6.2.4 Resultados clave .....	34
1.6.3 Materia prima y fabricación de equipos .....	37
1.6.4 El caso Alemán.....	39
1.6.4.1 La Ley de Energías Renovables (caso Alemán).....	40
1.6.4.2 Basado en inversiones rentables .....	40
1.6.4.3 Crecimiento industrial .....	40
1.7 MERCADO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA .....	41
1.7.1 inicios .....	41
1.7.1.1 Etapas del desarrollo FV Español.....	41
1.7.2 EL MERCADO FOTOVOLTAICO ESPAÑOL .....	42
1.7.2.1 La industria FV Española .....	44
1.7.2.1.1 Estado de las inversiones en fotovoltaica .....	44
1.7.3 Instalaciones en edificación en España .....	46
1.8 NORMATIVA. MARCO ACTUAL DE LA ESFV DE CONEXIÓN A RED ...	47
1.8.1 Normativa anterior.....	47
1.8.2 Actualidad.....	47
1.8.3 Las claves del nuevo decreto .....	49
1.8.3.1 Tarifa .....	49
1.8.3.2 Cupo de potencia .....	50
1.8.3.3 Documentación necesaria .....	50
1.8.3.4 Instalaciones en tejado.....	50

1.8.4 Normativa vigente de aplicación para la realización de una instalación fotovoltaica. Reglamentación y disposiciones oficiales .....	50
1.9 ESTUDIO DE INTEGRACIÓN DE LA ESFV EN LA EDIFICACIÓN.....	54
1.9.1 Introducción.....	54
1.9.2 Formas de colocar el generador fotovoltaico .....	54
1.9.2.1 Solución aditiva .....	55
1.9.2.2 Solución integrada .....	55
1.9.3 Elementos FV de integración en edificios.....	55
1.9.4 Materiales empleados para integración arquitectónica.....	56
1.9.4.1 Vidrio fotovoltaico .....	56
1.9.4.2 Módulos especiales con propiedades de revestimiento .....	58
1.9.4.3 Estructuras, perfiles y fijaciones.....	58
1.9.4.3.1 En fachadas.....	58
1.9.4.3.2 En dispositivos de sombreado .....	59
1.9.5 Tipos de instalaciones fotovoltaicas integradas en los edificios .....	59
1.9.5.1 En las fachadas .....	59
1.9.5.1.1 Módulos sobre fachada.....	59
1.9.5.1.2 Módulos integrados en la fachada .....	59
1.9.5.2 Las claraboyas .....	60
1.9.5.3 Dispositivos de sombreado solar .....	61
1.9.5.4 En cubiertas .....	62
1.9.5.4.1 Cubiertas inclinadas.....	62
1.9.5.4.2 Cubiertas planas.....	63
1.9.5.4.3 Cubiertas transparentes.....	64
1.9.6 Rentabilidad financiera.....	64
1.9.7 Empresas dedicadas a la integración FV en edificación y proyectos emprendedores .....	65
1.9.8 Código técnico de la edificación HE-5 para instalaciones fotovoltaicas en edificación .....	67
1.9.8.1 Consideraciones.....	67
1.9.8.2 Ámbito de aplicación.....	68
1.9.8.3 Procedimiento de verificación .....	68
1.9.8.4 Caracterización y cuantificación de las exigencias .....	68
1.9.8.5 Cálculo.....	69
1.9.8.5.1 Condiciones generales de la instalación .....	69
1.9.8.5.2 Criterios generales de cálculo .....	70
1.9.8.6 Mantenimiento.....	70
1.9.8.6.1 Plan de vigilancia.....	70

1.9.8.6.2 Plan de mantenimiento preventivo .....	70
CAPÍTULO 2: DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA .....	71
2.1 Ubicación.....	71
2.2 Análisis del emplazamiento.....	71
2.2.1 Primera opción: Instituto .....	71
2.2.2 Segunda opción: Edificio centro de ocio “multisalas” de cine.....	75
2.3 Datos de partida de proyecto .....	76
2.4 Cálculo de la Instalación Fotovoltaica .....	77
2.5 Energía eléctrica a ser inyectada a la Red (estimación) .....	78
2.6 Resumen de los resultados de la simulación del programa PVSYST .....	79
2.7 Rentabilidad de la planta .....	83
CAPÍTULO 3: MEMORIA DESCRIPTIVA Y CÁLCULOS .....	88
3.1 Descripción General de la Instalación.....	88
3.1.1 Condiciones específicas de interconexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión .....	89
3.1.1.1 Punto propuesto para realizar la conexión.....	89
3.2 Descripción del equipamiento de la instalación .....	89
3.3 Descripción de las características técnicas de todos los equipos.....	91
3.3.1 Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico SW220.....	91
3.3.1.1 Características eléctricas típicas (medidas en condiciones estándar de prueba).....	91
3.3.1.2 Construcción.....	91
3.3.1.3 Certificados.....	92
3.3.1.4 Pruebas eléctricas .....	92
3.3.2 Especificaciones técnicas del inversor y protecciones del Inversores IG .....	94
3.3.2.1 Generalidades .....	94
3.3.2.2 Descripción del aparato .....	94
3.3.2.3 Modo de empleo .....	95
3.3.2.4 Funcionamiento de una instalación fotovoltaica con el inversor seleccionado.....	95
3.3.2.5 Protecciones del inversor.....	97
3.3.2.6 Aplicación del RD 1663/2000 al inversor .....	98
3.3.2.7 Monitorización del sistema.....	98
3.3.2.8 Datos técnicos.....	99
3.3.3 Estructura soporte .....	100
3.4 Componentes y materiales.....	100
3.4.1 Generalidades .....	100
3.4.2 Otras consideraciones de carácter general.....	101

3.4.2.1 Armónicos y compatibilidad electromagnética .....	101
3.4.2.2 Medida .....	101
3.4.2.3 Identificación del equipamiento .....	102
3.4.3 Cableado .....	103
3.4.3.1 Consideraciones previas .....	103
3.4.3.2 Cálculos eléctricos. Diseño y dimensionado del cableado .....	104
3.4.3.2.1 Cálculo del cableado de corriente continua .....	104
3.4.3.2.2 Cálculo del cableado de corriente alterna. Línea general .....	108
3.4.3.2.3 Cálculo del cableado de Corriente Alterna. Línea de Acometida ..	111
3.4.4 Puesta a tierra de la instalación.....	112
3.4.5 Protecciones.....	113
3.4.5.1 Generalidades .....	113
3.4.5.2 Especificaciones técnicas de los cuadros generales y de distribución..	114
3.4.5.2.1 Cuadro general a la salida del generador fotovoltaico .....	114
3.4.5.2.2 Cuadro de distribución, protección y mando, LADO AC .....	114
3.4.5.2.3 Cuadro general de Protección y Contadores.....	115
3.4.5.3 Dimensionamiento de las protecciones de la instalación .....	115
3.4.5.3.1 Descripción de los equipos de protección y mando del cuadro de distribución de CA y entrada al inversor (tramo de cc).....	116
3.4.5.3.2 Descripción de los equipos de protección del cuadro de medida y protección .....	120
3.4.5.4 Caída directa de un rayo y protección exterior contra rayos .....	120
CONCLUSIONES DEL PROYECTO .....	122
BIBLIOGRAFÍA .....	123
ANEXO 1 .....	126
1.1 CATALOGOS COMERCIALES, CERTIFICADOS DE LOS PRODUCTOS	126
-Catálogo de los módulos SW 220 (+2 pág.). .....	126
-Catálogo del inversor FRONIUS (+4 pág.)......	126
-Catálogo del cable seleccionado RZ1-k (+ 10 pág.). .....	126
1.2 RESULTADO DE LAS SIMULACIONES.....	126
-Resultados de la simulación del programa PVSYST (+17 pág.). .....	126
-Resultados del análisis de rentabilidad. (+2 pág.)......	126
ANEXO 2. PLANOS.....	126
-Planos eléctricos (+ 3 dinA3). .....	126
-Planos de la disposición de módulos en azotea (+1 dinA3). .....	126
-Planos distancia de seguridad entre módulos (+1 dinA3). .....	126
ANEXO 3. PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS .....	126

## **CAPÍTULO 0: OBJETIVOS DEL PFC**

Tras haber finalizado los estudios de ésta primera etapa de mi formación como estudiante y con objeto del cambio normativo actual en la retribución de la producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, donde se pretende promover y desarrollar la generación distribuida en edificación y el cambio que atañe al “Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial”, por las que empieza a ser obligado diferenciar entre instalación en suelo o en edificio, se propone el presente proyecto. En él se hará un análisis detallado de la situación de la energía solar fotovoltaica en la edificación, para concluir con un caso práctico de una instalación fotovoltaica integrada en la cubierta de un edificio, favoreciendo así el desarrollo sostenible en nuestro país y por consiguiente en el mundo.

Entre otros objetivos del presente proyecto tenemos los siguientes:

- Aprender.
- Analizar la situación de la tecnología fotovoltaica y su desarrollo tanto en el mundo como en nuestro país.
- Comprender el cambio normativo actual y analizar su repercusión en la implantación de la energía fotovoltaica en la edificación.
- Entender las principales hipótesis del futuro desarrollo de ésta tecnología a partir de informes detallados de autoridades del sector.
- Comprobar el desarrollo exponencial que el I+D+i ha supuesto en ésta tecnología en los últimos años en nuestro país.
- Dimensionamiento de una planta.
- Desarrollar y reflejar las principales características técnicas de un sistema de producción eléctrica mediante conversión fotovoltaica.
- Obtener el reconocimiento pertinente por parte del tribunal de la universidad Carlos III de Madrid.
- Fomentar el uso y disfrute de la Energía Solar Fotovoltaica en la provincia de Madrid.
- Disminuir la dependencia energética con respecto a la Energía Eléctrica convencional en el edificio.
- Servir como instalación para la divulgación de las energías renovables en la provincia de Madrid.

Objetivos adicionales, posibilidades futuras (Alternativa):

- Legalizar el proyecto para su inclusión en un futuro en el “Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial” según el R.D. 661/2007 y R.D. 1663/2000.

## **CAPÍTULO 1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LA ESFV EN LA EDIFICACIÓN**

En éste capítulo trataremos de hacer un análisis detallado de éste tipo de tecnología y analizar su crecimiento a lo largo del tiempo, para llegar a la situación actual y poder reflexionar sobre la situación en que se encuentra la ESF (energía solar fotovoltaica) y su expansión e implantación la edificación.

### **1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS**

El punto de partida se considera a Alexandre Edmond Bequerel, físico francés que descubrió el efecto fotovoltaico (1839).

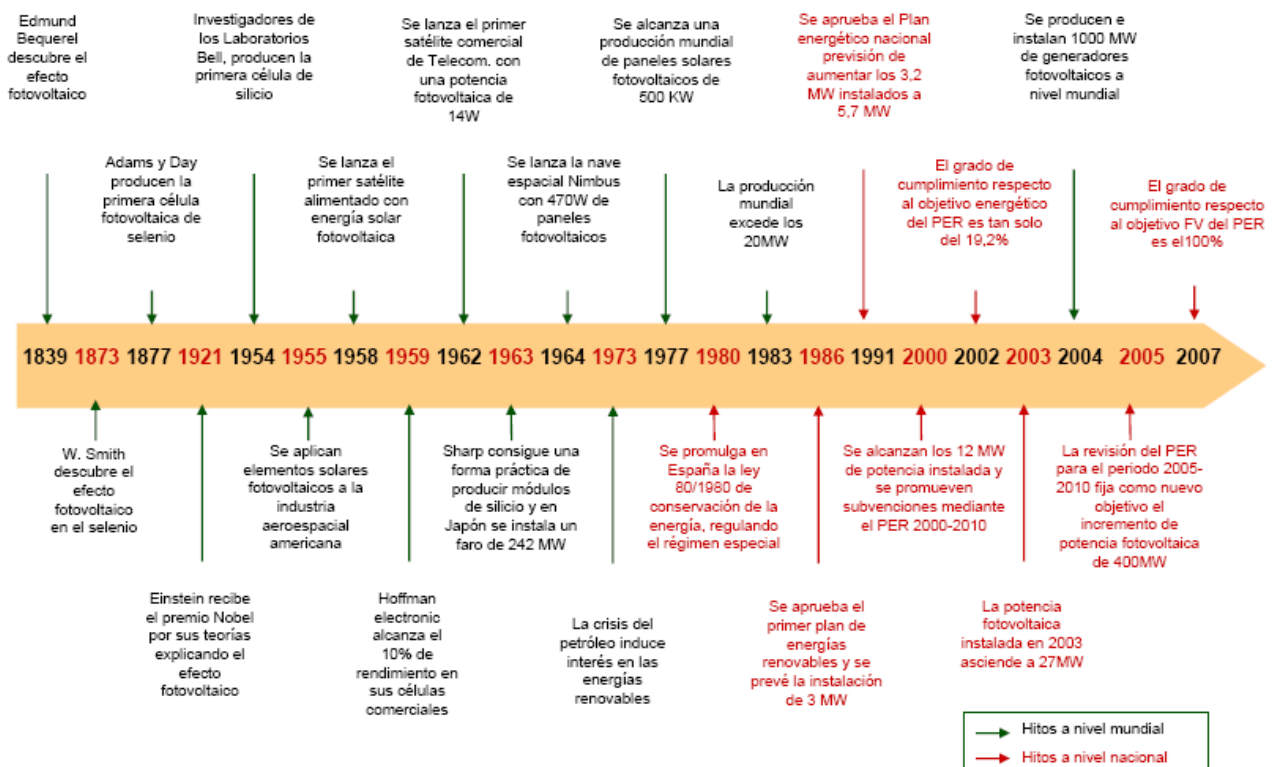
Alexandre Edmond Bequerel, (París 1820 - París 1891), fue miembro de una familia de científicos de cuatro generaciones, su padre Antoine César colaboró con Ampère y Biot en el estudio de la electricidad, su hijo Antoine Henri fue premio Nobel de Física junto al matrimonio Curie por el descubrimiento de la radioactividad natural; y sus nietos, Jean que realizó importantes descubrimientos en el campo de la cristalografía y Paul biólogo que estudió los efectos de las bajas temperaturas en los seres vivos.

Alexandre descubrió el efecto fotovoltaico con 19 años fruto de investigaciones al experimentar con una pila electrolítica con electrodos de platino, en la que observó el incremento de corriente que causa la exposición a la luz de uno de los electrodos.

- 1839 El punto de partida se considera que fue Alexandre Edmund Bequerel (París 1820- París 1891).
- 1873 Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en sólidos, en el selenio.
- 1877 W.G.Adams y R.E.Day producen la primera célula fotovoltaica de selenio.
- 1904 Albert Einstein publica su artículo sobre el efecto fotovoltaico, al mismo tiempo que un artículo sobre la teoría de la relatividad.
- 1921 Einstein gana el premio Nobel de 1921 por sus teorías de 1904 explicando el efecto fotovoltaico (“for his services to Theoretical Physics, and especially for his discovery of the law of the photoelectric effect”. ). Recibe el premio y lee el discurso en Gotemburgo- Suecia, en 1923).
- 1954 Los investigadores D.M.Chaplin, C.S. Fuller y G.L.Pearson de los Laboratorios Bell en Murray Hill, New Jersey, producen la primera célula de silicio, publican en el artículo “A New Silicon p-n junction Photocell for converting Solar Radiation into Electrical Power”, y hacen su presentación oficial en Washington (26 abril).
- 1955 Se le asigna a la industria americana la tarea de producir elementos solares fotovoltaicos para aplicaciones espaciales. Hoffman Electronic, empresa de Illinois (EE.UU.) ofrece células del 3% de 14MW a 1.500 \$/Wp).
- 1957 Hoffman Electronic alcanza el 8 % de rendimiento en sus células.
- 1958 El 17 de marzo se lanza el Vanguard I, primer satélite alimentado con energía solar. El satélite lleva 0,1W superficie aproximada de 100 cm<sup>2</sup>, para alimentar un transmisor de respaldo de 5 MW., que estuvo operativo 8 años. La Unión Soviética, muestra en la exposición Universal de Bruselas sus células con tecnología de silicio.
- 1959 Hoffman Electronic alcanza el 10 % de rendimiento en sus células comerciales.



- 1962 Se lanza el primer satélite comercial de telecomunicaciones, el Telstar, con una potencia fotovoltaica de 14W.
- 1963 Sharp consigue una forma práctica de producir módulos de silicio; en Japón se instala un sistema de 242W en un faro, el más grande en aquellos tiempos.
- 1964 El navío espacial Nimbus se lanza con 470W de paneles fotovoltaicos.
- 1966 El observatorio astronómico espacial lleva 1kW de paneles solares.
- 1973 La producción mundial de células es 100 kW. El Skylab lleva 20kW de paneles.
- 1975 Las aplicaciones terrestres superan a las aplicaciones espaciales.
- 1977 La producción de paneles solares fotovoltaicos en el mundo es de 500 kW.
- 1980 ARCO Solar es la primera empresa que alcanzó, una fabricación industrial de 1 MW de módulos al año.
- 1983 La producción mundial excede los 20 MW al año.
- 1994 Se celebra la primera Conferencia Mundial fotovoltaica en Hawái.
- 1998 Se alcanza un total de 1.000 MWp de sistemas fotovoltaicos instalados.
- 2004 Se producen más de 1.000 MW de módulos fotovoltaicos ese año.
- 2007 Se producen más de 2.000 MW de módulos fotovoltaicos ese año.
- 2008 Se promueve la generación distribuida (implantación en edificación) con el nuevo decreto ley.



Fuente: "Historia de la energía solar fotovoltaica septiembre 2008", ASIF.

## 1.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (Introducción)

El término ‘Tecnología fotovoltaica’ es el término que se emplea para describir el sistema físico que convierte la energía solar en energía utilizable, generando electricidad a partir de la luz.

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la luz sobre materiales semiconductores extrínsecos generándose un flujo de electrones en el interior de esos materiales y una diferencia de potencial que puede ser aprovechada, análoga a la que se produce entre las bornas de una pila.

El material semiconductor más común que se emplea en las células fotovoltaicas es el silicio, un elemento que se encuentra habitualmente en la arena y cuya disponibilidad es ilimitada pues es una materia prima inagotable (el silicio es el segundo material más abundante en la masa terrestre).

Todas las células FV tienen dos capas de semiconductores, una con carga positiva y otra con carga negativa. Cuando brilla la luz en el semiconductor, el campo eléctrico presente en la unión entre estas dos capas hace que fluya la electricidad, generando una corriente continua (CC). Cuanto mayor sea la intensidad de la luz, mayor será el flujo de electricidad.

Por lo tanto, un sistema fotovoltaico no necesita luz solar brillante para funcionar. También puede generar electricidad en días nublados. Debido a la reflexión de la luz solar, los días ligeramente nublados pueden incluso hacer que se genere más energía que en los días con el cielo totalmente despejado ya que, como se ve más adelante, influyen otros factores como la temperatura ambiente.

La generación de energía mediante un sistema solar FV es completamente diferente del funcionamiento de un sistema solar térmico, en el que se usan los rayos solares para generar calor, normalmente para calentar el agua de una vivienda, una piscina, etc.

Los componentes más importantes de un sistema FV son las células, que constituyen los bloques de construcción básicos de la unidad y se encargan de recoger la luz del sol; los módulos, que unen grandes números de células en una unidad; y los inversores, que se usan para convertir la electricidad generada en una forma adecuada para el uso diario (conversión continua-alterna).

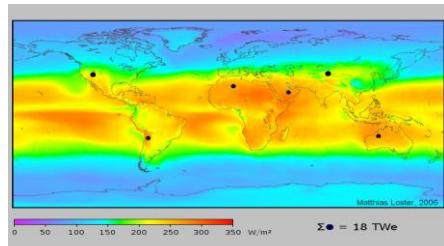
Generalmente, las células FV son de silicio cristalino, cortado en láminas de lingotes o bloques fundidos, o de cintas estiradas; o de capa delgada, depositada en capas delgadas en un soporte de bajo coste. La mayoría de las células producidas hasta ahora (el 90% en 2007) son del primer tipo, mientras que en los planes de futuro se contempla más el segundo. Esta tecnología ofrece varias ventajas que se describen a continuación:

### 1.2.1 Ventajas de la tecnología FV

#### MEDIO AMBIENTALES

- No contamina: No produce emisiones de CO<sub>2</sub> ni de otros gases contaminantes a la atmósfera.
- No consume combustibles.
- No genera residuos (Pequeño o nulo impacto ecológico).
- No produce ruidos
- Elevada calidad energética.
- Inagotable a escala humana.

Superficie de tierra necesaria para suministrar energía de origen solar en todo el mundo.



Fuente: Pág Web del centro meteorológico

## SOCIO-ECONÓMICAS

- Su instalación es simple
- Requiere poco mantenimiento
- Tienen una vida larga (los paneles solares duran aproximadamente 30 años)
- Resiste condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad.
- No existe una dependencia de los países productores de combustibles.
- Instalación en zonas rurales → desarrollo tecnologías propias.
- Se utiliza en lugar de bajo consumo y en casas ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general
- Venta de excedentes de electricidad a una compañía eléctrica.
- Tolera aumentar la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.

## INCONVENIENTES

- Su elevado coste. Una instalación que cubriera las necesidades de una familia podría costar más de 30.000€, lo que la hace cara para uso doméstico, precisando subvenciones para su rentabilidad económica.

### 1.2.2 Impacto medioambiental

La energía solar fotovoltaica es inagotable, limpia y respeta el medioambiente. Al igual que el resto de las energías limpias, contribuye a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero y especialmente de CO<sub>2</sub>, ayudando a cumplir los compromisos adquiridos por el Protocolo de Kioto y a proteger nuestro planeta del cambio climático.

Contribuye eficazmente a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>:

- Cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1 kg de CO<sub>2</sub>, comparándolo con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4 kg de CO<sub>2</sub> en el caso de compararla con generación eléctrica con gas natural.

Una vivienda unifamiliar con una potencia instalada en su tejado de 5 kW puede evitar anualmente 1,9 t de CO<sub>2</sub> al año, en comparación con la generación eléctrica con central de ciclo combinado de gas natural.

Una planta solar con seguimiento, de 10 MW, puede evitar anualmente 6.500 t de CO<sub>2</sub>.

### 1.2.3 Coste de la energía fotovoltaica

A continuación se muestran algunos ejemplos que dan una idea del coste de esta energía en función de la potencia producida por la instalación.

Ejemplo	P=5kW fija	P=100k W fija	P=10MW seguimiento
Pgenerador (kWp)	5.5	110	11000
Pn (kW)	5.0	100	10000
Vida útil (años)	25	25	25
Régimen de funcionamiento(kWh/kW)	1300	1400	1900
Generación eléctrica neta (kWh)	6500	140000	19.000.000
Precio de venta de electricidad (€/kWh)	0.34	0.32	0.32
Inversión (€)	22500	410000	52000000
Recursos propios 100%			
Ingresos anuales primer año (€)	2210	44800	6080000
Operación gestión y mantenimiento (€)	220	3000	500000
Tasa interna de retorno (25 años)	8,5%	9,1%	10,30%
Toneladas de CO2/año evitadas	2,68	53,62	7277
Toneladas de CO2 evitadas (25 años)	67	1341	181925

Fuente: Informe respaldado por el Ministerio de industria, turismo y comercio (departamento solar) en colaboración con el IDAE (departamento de EE.RR). Nov. 2008.

Nota: Se utilizarán éstos datos de referencia en el capítulo 2 del presente proyecto (siguiente capítulo) para hacer un análisis financiero adaptándolos a nuestra instalación.

### 1.2.4 Ayudas

- Líneas dependientes de las CCAA: deben consultar con el órgano competente de cada C.A., normalmente la Dirección Provincial o General de Industria o similar. Puede haber ayudas tanto para instalaciones aisladas de red como para conectadas.
- Líneas dependientes de la Administración General del estado: Las ayudas que gestiona el IDAE, se canalizan a través de las CC.AA., mediante la firma de Convenios de Colaboración.

Se prevén ayudas a la inversión (a fondo perdido), solo para instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica. Para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red se prevén ayudas a la explotación, a través de la tarifa regulada establecida en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, publicado en el B.O.E. 234 de 27 de septiembre de 2008.

En los apartados siguientes se describirá a fondo todos los aspectos de esta tecnología así como de su situación en el mundo y en nuestro país.

## **1.3 APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

### **1.3.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos**

#### **1.3.1.1 Fotovoltaica en áreas rurales sin red**

Los sistemas FV independientes, al no estar conectados a la red, requieren baterías (generalmente de tipo plomoácido), para almacenar la energía para uso posterior. En la actualidad existen nuevas baterías de alta calidad diseñadas especialmente para las aplicaciones solares, con tiempos de vida útil de más de 15 años. No obstante, el tiempo de vida de una batería depende de la forma de utilización y del comportamiento del usuario. La batería está conectada al sistema FV mediante un controlador de carga. El controlador de carga protege la batería contra las sobrecargas o descargas, y también puede proporcionar información sobre el estado del sistema o permitir la medición y el prepago de la electricidad utilizada. Si se necesita producir CA, será preciso instalar un inversor que convierta la alimentación de CC del sistema.

Las aplicaciones típicas de los sistemas no conectados a la red son los repetidores de telefonía móvil, los sistemas de electrificación de zonas apartadas (refugios de montaña) o la electrificación rural en países en vías de desarrollo.

En la electrificación rural se incluyen tanto pequeños sistemas solares domésticos capaces de cubrir las necesidades básicas de electricidad de una vivienda, como pequeñas redes de mayor extensión que proporcionan energía a varias viviendas.

Por sus características, la fotovoltaica resulta ideal para llevar electricidad a las áreas rurales remotas, alejadas de las redes y las infraestructuras eléctricas, ya que es fiable, no necesita combustible, tiene un mantenimiento sencillo de bajo coste y puede usarse en cualquier lugar con cualquier tamaño. Éste tipo lleva más de 20 años siendo utilizado en muchas regiones del mundo.

##### **1.3.1.1.1 Instalaciones aisladas**

Como una casa rural alimentada con energía eléctrica de origen fotovoltaico.

Necesita un panel solar, una batería y un regulador electrónico (para controlar la carga de la batería desde el panel), cables y bases de enchufe en las que conectar las bombillas o los electrodomésticos que queramos (como una televisión).

Los sistemas aislados pueden también suministrar electricidad al motor de una bomba para un pozo, a una estación de purificación de agua, a un sistema de alumbrado exterior, a un teléfono público o a una estación de carga de baterías de la comunidad para, por ejemplo, teléfonos móviles.

##### **1.3.1.1.2 Minirredes**

Hablamos de minirredes cuando en un poblado o en una zona se conectan varias instalaciones de generación, o una instalación mayor que una aislada, mejorando así el abastecimiento del conjunto. Una de las ventajas conseguidas es que se necesita menor capacidad de acumulación que en el caso de las instalaciones individuales. Otra es que las minirredes suelen trabajar con corriente alterna permitiendo así el uso de componentes eléctricos más comunes y evitándonos el disponer de inversores.

Para evitar el desabastecimiento y optimizar el suministro eléctrico, las minirredes suelen ser sistemas híbridos que incluyen generadores de respaldo eólicos, minihidráulicos o de gasóleo y se pueden ampliar fácilmente si se requiere.

#### **1.3.1.1.3 Fotovoltaica para zonas aisladas**

La fotovoltaica favorece el progreso económico en zonas rurales que no disponen de red que les alimente. Permite desarrollar la producción, la industria y los servicios en áreas sin electricidad. La electricidad solar puede, en cualquier parte del mundo, mover máquinas, ventiladores, bombas de agua, electrificar cercas, alimentar ordenadores, equipos de oficina o comunicaciones.

Como en la generación fotovoltaica no hay gastos de combustible a lo largo de su vida al ser el sol un recurso libre, toda la inversión debe hacerse al inicio, por lo que se requieren esquemas de financiación adecuados.

#### **1.3.1.2 Fotovoltaica conectada a la Red**

Es el tipo más común de sistema solar FV para viviendas y empresas en el mundo desarrollado siendo éste el tipo que nos ocupa en la instalación del presente proyecto. Más de un 90% de los generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución eléctrica y vierten a ella su producción energética. Esto evita que las instalaciones necesiten baterías y constituye una aplicación más directa y eficiente de la tecnología.

En países como Alemania, Japón o EE UU, crece el número de personas y empresas que quieren instalar un sistema fotovoltaico y conectarlo a la red.

Existen varias causas que motivan ésta implantación: ganar dinero con la venta de la electricidad solar, para ahorrar electricidad en los picos de demanda o para dar estabilidad al consumo si el suministro que reciben es inestable pero sobretudo la inversión por conciencia ambiental (energía limpia).

En países con sistema de primas, el pago por la electricidad generada es considerablemente mayor que la tarifa normal pagada por el cliente a la compañía suministradora. Este es el caso de países como Alemania o España.

Éste es el caso que nos ocupa en el presente proyecto, en su versión más novedosa, implantándolo en la edificación.

##### **1.3.1.2.1 Formas de conectarse a la red**

Para la conexión a red se utiliza un inversor que convierte la corriente continua de los paneles en corriente alterna. El inversor cumple además otras funciones: monitoriza el sistema y lo desconecta de la red si hay algún funcionamiento anormal. Hay dos formas de conectarse a la red:

- **Facturación neta** (Net-metering en inglés). La electricidad solar se usa primero para consumo propio y los excedentes, si los hay, se inyectan en la red. El sistema fotovoltaico se conecta cerca del contador, pero en el lado del consumidor, reduciendo la necesidad de comprar electricidad; por lo tanto, disminuye la factura de la compañía eléctrica, que suministra sólo la energía que no aportan los paneles. Cuando se produce un excedente, esa producción eléctrica se vierte en la red y puede recibir la tarifa fotovoltaica correspondiente, si lo contempla la regulación.



- **Tarifa fotovoltaica** (denominada feed in tariff en inglés). Tarifa para recompensar el kWh de origen fotovoltaico, el sistema solar se suele conectar directamente a la red eléctrica, de modo que se inyecta el 100% de la energía producida (ésta es la forma en la que se centra el presente proyecto).

En la práctica, las dos formas logran que la electricidad generada sea consumida en el lugar que se produce, ya sea en el propio edificio que aloja los paneles o por los consumidores cercanos a la instalación; sin embargo, financiera y administrativamente son dos casos muy distintos. En el caso de la tarifa fotovoltaica, mucho más eficaz para promover la fuente renovable, se tiene que emitir una factura y se tiene que llevar una contabilidad (en España, además, hay que hacer todos los trámites de una actividad económica, con independencia del tamaño de la instalación); en el caso de la facturación neta, en cambio, se obtiene un ahorro del consumo que no conlleva ninguna actividad burocrática.

#### 1.3.1.2.2 Fotovoltaica en edificación

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centros comerciales, naves industriales...) se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera un crecimiento del número de instalaciones integradas directamente en la estructura, incorporándose a tejas y otros materiales de construcción como veremos más adelante en un amplio estudio dedicado a ello.

Los sistemas fotovoltaicos sobre tejados y cubiertas son de pequeño a mediano tamaño, esto es, de 5 kW a 200 kW, aunque a veces se supera este valor y se alcanzan dos o tres MW.

Los sistemas fotovoltaicos también pueden reemplazar directamente a los componentes convencionales de las fachadas aportando un diseño moderno e innovador al edificio y, al mismo tiempo, produciendo electricidad. En varios países son elementos que contribuyen a la imagen y al prestigio corporativo de las empresas.

Asimismo, la fotovoltaica puede integrarse en otros elementos de la construcción: lamas y parasoles, lucernarios, pérgolas, marquesinas, etc.



Nota: ver apartado dedicado explícitamente a ello más adelante (Apartado 1.9).

### 1.3.1.2.3 Fotovoltaica en suelo

Hay tejados más que suficientes para poder cubrir toda la demanda eléctrica únicamente con paneles fotovoltaicos, no obstante, la forma más sencilla de instalarlos es sobre el suelo. Las plantas fotovoltaicas sobre suelo utilizan mayoritariamente tierras de poco valor, de escaso o nulo rendimiento agrícola, e incluso degradadas, que no pueden ser utilizadas para otros usos.

Al ser una tecnología muy adaptable al espacio disponible puede adoptar el espacio requerido sin problemas. A medida que el tamaño de la planta crece, se aplican mayores economías de escala que implican una reducción de costes y mayor rentabilidad, aunque se deben buscar emplazamientos alejados de los centros de consumo sufriendo pérdidas en las redes de distribución.

En la actualidad hay instalaciones sobre suelo de pocos kW y de decenas de MW.

Las instalaciones sobre suelo pueden orientarse con inclinaciones óptimas y posibilitan el uso de seguidores para capturar mejor la radiación solar. Los seguidores pueden aumentar la captura de radiación y, por tanto, la producción eléctrica, entre un 25% y un 40%, pero los costes iniciales y el mantenimiento son también más altos que en una instalación con paneles sobre estructura fija.

En España el desarrollo del sector se ha centrado en la construcción de plantas fotovoltaicas en suelo por la falta de información e incentivos para los inmuebles y el segmento residencial, trabas y barreras administrativas, por mayor sencillez y rentabilidad...Aun así la situación está mejorando en la implantación arquitectónica.

#### • Centrales Solares Fotovoltaicas

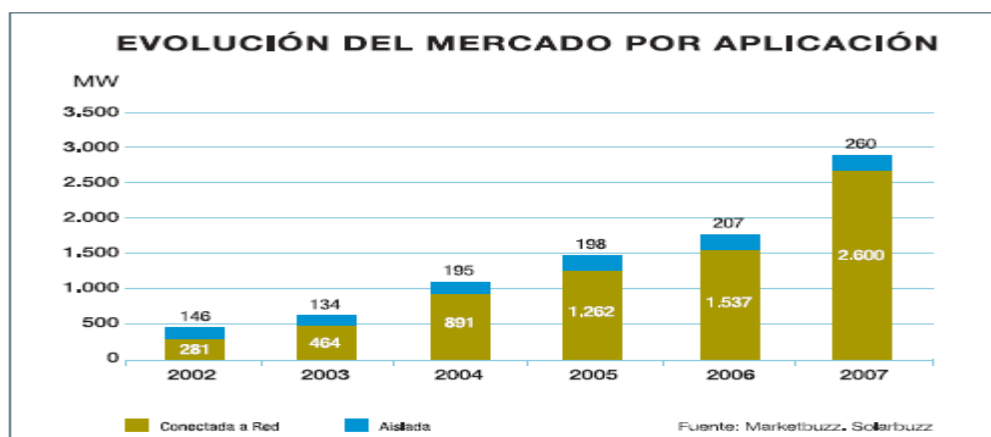


Parque solar más grande de España. Puertollano (47,6 MW).



Ejemplo de paneles FV en suelo.

### 1.3.1.2.4 Evolución del tipo de aplicación



Fuente: ASIF. (Informe anual 2008).



Podemos observar como en el año 2002 no existía gran diferencia entre fotovoltaica aislada y conectada a red, con un 66% y un 44%, respectivamente mientras que en 2007 el 91% del mercado total correspondió a la fotovoltaica conectada a red, habiendo incrementado un 25% en total. El segmento aislado de la red eléctrica seguirá creciendo pero cada vez en menor medida asumiendo un carácter marginal. Éste desarrollo se debe a factores como los crecientes precios de los combustibles fósiles, el abaratamiento de costes de la tecnología gracias a nuevas técnicas de producción, y el cambio climático y la necesidad de adoptar un modelo energético sostenible.

#### **1.3.1.3 Sistema híbrido**

Es aquel que se combina con otras fuentes de energía (un generador de biomasa, un aerogenerador o un grupo electrógeno diesel) para garantizar un suministro de electricidad permanente. Los sistemas híbridos pueden ser conectados a la red, independientes, o con apoyo de la red.

### **1.3.2 Aplicaciones destacadas de cada caso**

La energía fotovoltaica tiene muchísimas aplicaciones, en sectores como las telecomunicaciones, automoción, náuticos, parquímetros. También podemos encontrar instalaciones fotovoltaicas en lugares como carreteras, ferrocarriles, plataformas petrolíferas o incluso en puentes, gaseoductos y oleoductos. Tiene tantas aplicaciones como pueda tener la electricidad. La única limitación existente es el coste del equipo o el tamaño del campo de paneles.

#### **1.3.2.1 Aplicaciones destacadas en sistemas conectados a la red**

-Instalación sobre tejados o integrados en ellos, fachadas de las casas, oficinas y edificios públicos. Las casas particulares constituyen una importante área en expansión para los sistemas de tejado, así como para los sistemas FV integrados en edificios (BIPV, por su sigla en inglés). Un sistema de electricidad solar de 3 kW instalado en el sur de Alemania genera aproximadamente 3.000 kWh al año, que supone el 100% de las necesidades anuales de electricidad de un hogar (usando la electricidad de forma responsable).

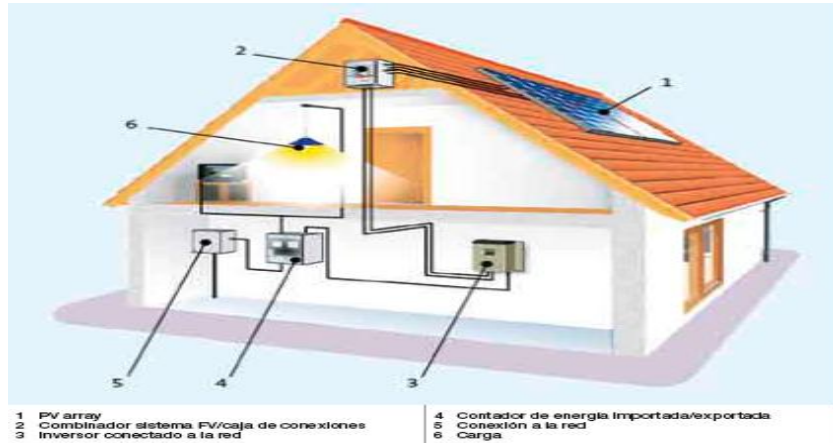
-La energía FV está siendo utilizada cada vez más por los arquitectos como característica de diseño, en sustitución de otros elementos, donde tejas o placas solares pueden reemplazar a los materiales convencionales creando una imagen novedosa, los módulos de capa delgada se pueden incluso integrar en tejados abovedados, a la vez que los módulos semitransparentes proporcionan una interesante mezcla de sombra y luz natural. Duplicando así su función, sirviendo como productor de energía y como material de construcción contribuyendo además en ocasiones a constituir la cara pública del compromiso medioambiental de las empresas.

-Para proporcionar energía de pico al edificio en los días calurosos del verano, cuando los sistemas de aire acondicionado requieren más energía, contribuyendo así a reducir al máximo la carga de electricidad.

-Los sistemas FV a gran escala (> 1 MW) conectados a la red representan aproximadamente el 10% del mercado FV europeo. Estos sistemas son particularmente adecuados en áreas en las que no hay competencia con otros usos del terreno. Estas plantas de grandes dimensiones están dedicadas exclusivamente a la producción de

energía, y por lo tanto, se limitan a suministrar electricidad a la red, sin autoconsumo. Las regiones desérticas donde abunda el sol pueden ser buenas oportunidades para las plantas de grandes dimensiones a largo plazo (suroeste de EEUU, África y Mongolia). En la imagen se muestra cómo la electricidad producida por las células solares de los módulos FV instalados en el tejado se transforma mediante un inversor a CA adecuada para exportarla a la red eléctrica.

El dueño de la casa/generador tiene las opciones antes mencionadas: vender toda la electricidad generada a la compañía suministradora de energía local (si hay un sistema de primas establecido) o usar la electricidad solar para cubrir las necesidades de la propia casa y vender el excedente a la compañía suministradora como se ha comentado antes.



### 1.3.2.2 Aplicaciones en electrificación sin conexión a la red

Cerca de 1700 millones de personas en todo el mundo viven en la actualidad sin servicios de energía básicos. El 80% de ellas vive en áreas rurales. Este gran mercado es una excelente oportunidad tanto para la industria FV como para la población local.

### 1.3.2.3 Aplicaciones. Industrial sin conexión a la red

-En el campo de las telecomunicaciones, en especial para enlazar zonas rurales aisladas con el resto del país. Hay un gran potencial para los equipos repetidores de teléfonos móviles alimentados por energía FV o mediante sistemas híbridos FV/diésel.

-Las plantas de desalinización son otra importante aplicación de los sistemas FV sin conexión a la red.

-Otras aplicaciones son las señales de tráfico, las ayudas a la navegación marítima, los teléfonos de seguridad, los monitores meteorológicos o de contaminación, la iluminación a distancia, las señales de autopistas y las plantas de tratamiento de aguas residuales.

### 1.3.2.4 Sistema de bombeo solar

-Para proporcionar agua mediante su conexión a bombas, tanto de corriente continua como de corriente alterna. Ofrecen importantes ventajas, así como una fiabilidad eléctrica muy elevada, llegando a un funcionamiento plenamente automatizado pudiendo prescindir de la batería. Como el incremento de las necesidades hídricas coincide con las épocas de mayor radiación solar, suelen ser especialmente útiles en las demandas de cantidades medianas de agua.

## 1.4 TECNOLOGÍA Y COMPONENTES

### 1.4.1 Tipos y evolución

La energía fotovoltaica está basada en materiales semiconductores fotosensibles que producen electricidad cuando son irradiados. El polisilicio (silicio tratado hasta alcanzar una pureza medida en partes por millón) es la tecnología dominante por varias razones: es abundante, fiable y de fácil manipulación, y es muy conocida desde hace décadas. Existen, hasta el momento, tres tipos distintos de tecnologías en desarrollo plenamente comercial: las tradicionales Monocristalina y Multicristalina, basadas en el polisilicio, y las tecnologías de Capa fina, que se han incorporado al mercado en los últimos años:

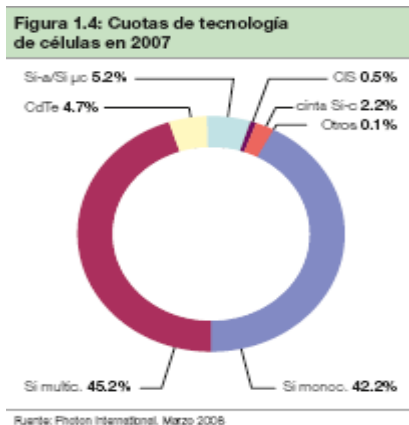
- Silicio monocristalino. Las células monocristalinas se obtienen cortando obleas de un solo cristal de silicio puro; son las más eficientes (entre el 15% y el 20%), pero tienen un coste superior. Durante 2007 ocuparon el segundo lugar en volumen de mercado, con el 33% del total; sin embargo, su cuota se redujo un 2% respecto al 2006.
- Silicio multicristalino. Las células multicristalinas, en cambio, se elaboran a partir de obleas formadas por muchos cristales de silicio; son menos eficientes (del 10% al 15%), pero también son más baratas. Durante 2007 continuó siendo la mayoritaria en términos de producción, alcanzando un crecimiento del 49%, si bien perdió un 8% y un 2% en su cuota de mercado respecto a 2005 y 2006, respectivamente.
- Capa fina (*Thin film*, en inglés). Se basan en materiales con propiedades fotosensibles extremadamente delgados de muy bajo coste. Estas células son las más eficientes en utilización de materia prima y energía durante su producción (y necesitan menos mano de obra) y tienen una mayor capacidad de integración arquitectónica. No obstante, hay que prevenir problemas de degradación a medio y largo plazo, y tienen una eficiencia más baja (del 7% al 10%), por lo que necesitan el doble de espacio que el polisilicio para producir la misma electricidad. Las tecnologías de Capa fina son las de mayor crecimiento en los últimos tres años (durante 2007 crecieron un 133%).

#### 1.4.1.1 Silicio cristalino

El silicio cristalino sigue siendo la base de la mayoría de los módulos FV. Presenta las ventajas de que está ampliamente disponible, es muy conocido, y emplea la misma tecnología que la industria de la electrónica. Se han obtenido rendimientos superiores al 20% con células de silicio ya en fase de producción en serie. Esto significa que se puede transformar en electricidad el 20% de la radiación solar recibida.

Al igual que el rendimiento de las células solares, su espesor también es un factor muy importante. Las obleas (láminas muy finas de silicio) son la base de las células solares cristalinas. Cuanto más finas sean las obleas, menos silicio se necesitará en cada célula solar y, por lo tanto, más bajo será el coste. El espesor medio de las obleas se ha reducido de 0,32 mm en 2003 a 0,17 mm en 2008. En el mismo periodo, el rendimiento medio ha aumentado del 14% al 16%. El objetivo para el año 2010 es reducir el espesor de las obleas a 0,15 mm y aumentar a la vez el rendimiento hasta una media del 16,5%. Durante la producción de las obleas se pierde una cantidad considerable de silicio en forma de pulpa de corte. La tecnología de cinta evita las pérdidas de corte produciendo capas de silicio cristalino finas mediante una serie de técnicas, como la extracción de capas finas a partir de fusión, o la fusión de silicio en polvo en un substrato. Al evitarse

los procedimientos de corte, y las pérdidas de material que conlleva, se puede reducir significativamente la demanda de silicio por vatio de capacidad.



Fuente: Informe de Greenpeace y EPIA (asociación europea de la industria fotovoltaica) “Solar Generation V- 2008”.

#### 1.4.1.2 Capa delgada

Los módulos de capa delgada se construyen depositando capas extremadamente delgadas de materiales fotosensibles sobre soportes de bajo coste, como vidrio, acero inoxidable o plástico. Con ello se consigue reducir los costes de producción en comparación con la tecnología cristalina, más intensiva en materiales, lo que le reporta una ventaja en precios pero unos índices de rendimiento considerablemente inferiores.

Dentro de la Capa fina hay cuatro tecnologías destacadas: a-Si (Silicio amorfo), CIGS (Cobre, indio, galio y selenio), CdTe (Telurio de cadmio), y CIS (Cobre, indio y selenio). El Silicio Amorfo (silicio en una forma no cristalina) es la tecnología de Capa fina con mayor recorrido actualmente, por lo que ha alcanzado una cuota de mercado en el segmento de casi el 40% (muchas empresas apuestan por ella).

El proceso es menos intensivo en mano de obra en comparación con el montaje de módulos cristalinos, en el que había que interconectar las células individuales.

La escasez de polisilicio en el sector está impulsando fuertemente el desarrollo de la Capa fina y de otras nuevas tecnologías fotovoltaicas, todavía en estadio de I+D, como los Dispositivos Multi-unión, las Células Multibanda (banda metálica intermedia), los Dispositivos Full Spectrum o la Nanotecnología. Ya hay anuncios de la construcción de grandes plantas de producción de tecnología de Capa fina, alguna con 1.000 MW de capacidad al año.

De las tres tecnologías de capa delgada disponibles en el mercado, Si-a es la más importante en términos de producción e instalación, con un 5,2% del total del mercado en 2007.

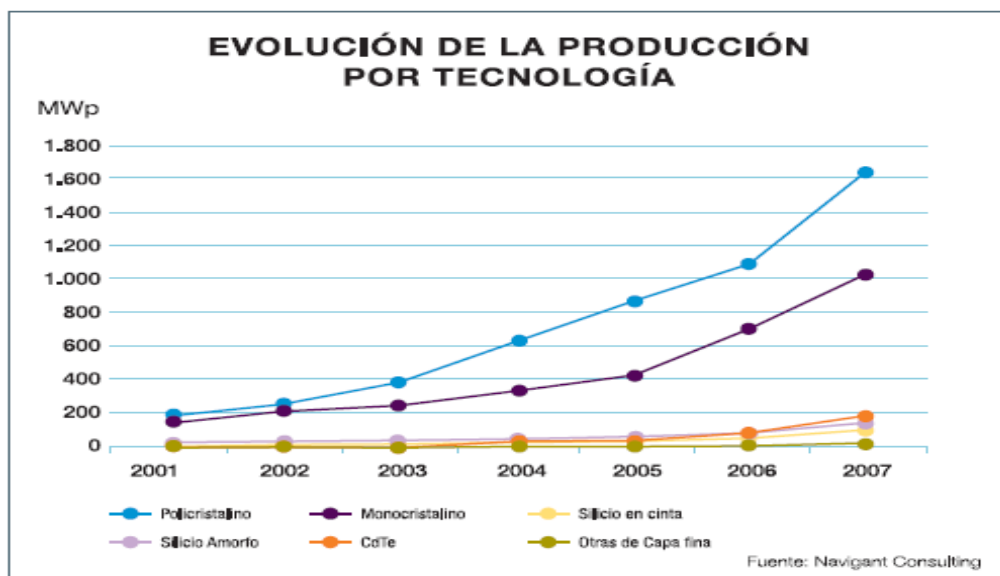
La capa delgada multicristalina sobre cristal (CSG) es una tecnología de capa delgada prometedora que está empezando a entrar en la fase de producción industrial. La tecnología microcristalina, en particular la combinación de silicio amorfo con silicio microcristalino (Si-a/Si-m), es otro enfoque con resultados prometedores.

(EPIA prevé un crecimiento de la cuota de capa delgada hasta alcanzar aproximadamente el 20% de la producción total de módulos FV en el año 2010).

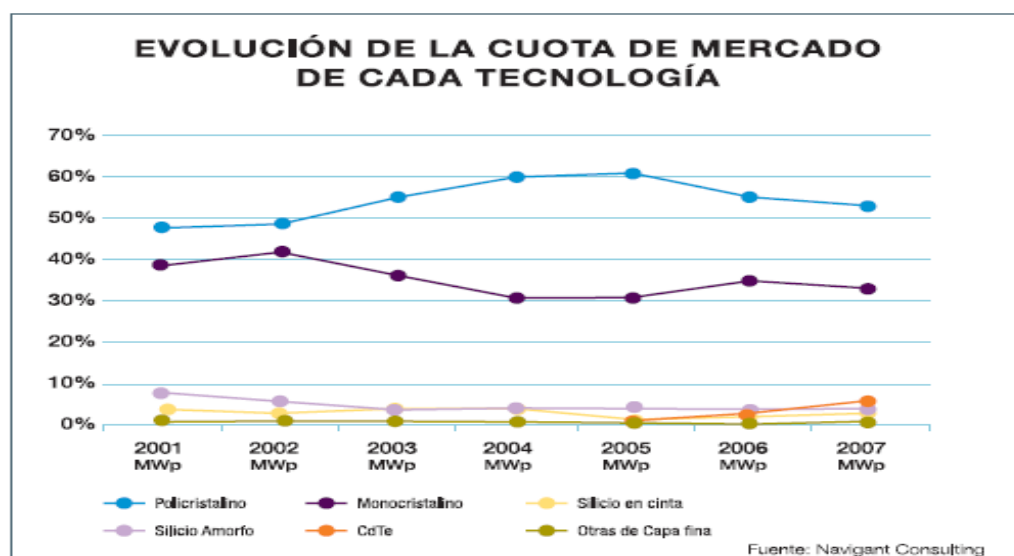
### 1.4.1.3 Módulos de concentración

Los denominados módulos de concentración son otra línea destacada de investigación, que potencia la incidencia de la luz del sol en una pequeña área de material fotovoltaico con lentes y espejos. Con ello se disminuye el tamaño de la célula utilizada y se obtienen importantes reducciones de costes (se sustituyen las caras células solares por los más baratos elementos ópticos), notables incrementos de eficiencia (que en laboratorio han llegado al 40%) y por tanto un menor tiempo de amortización energética del sistema fotovoltaico. Los dos principales inconvenientes de los sistemas de concentrador son que no pueden utilizar la luz solar difusa y que deben orientarse siempre de forma muy precisa hacia el sol mediante un sistema de seguimiento.

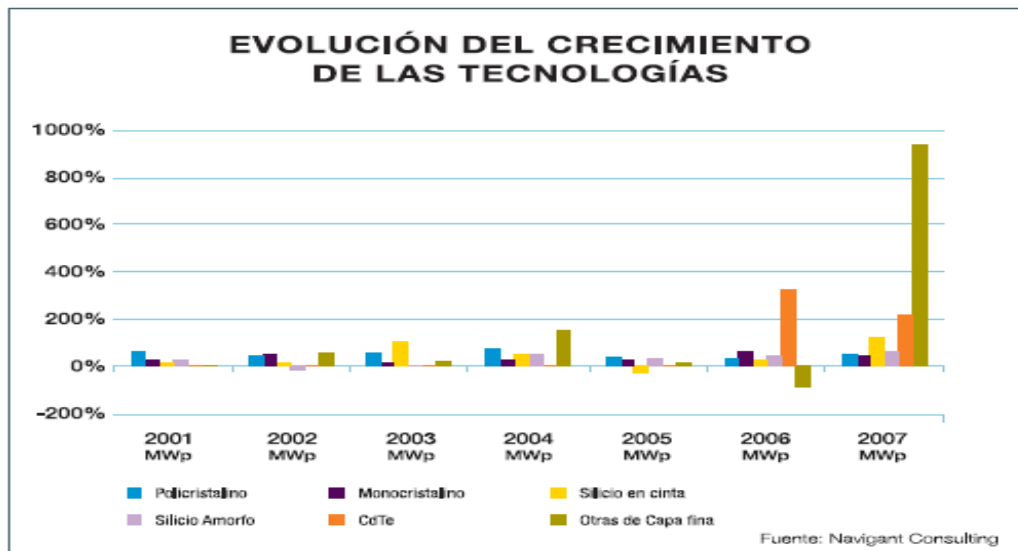
De todos modos, a pesar de la gran cantidad de alternativas tecnológicas disponibles en el mercado y en fase de investigación, la tecnología basada en silicio cristalino continuará dominando el panorama, por lo menos en la siguiente década.



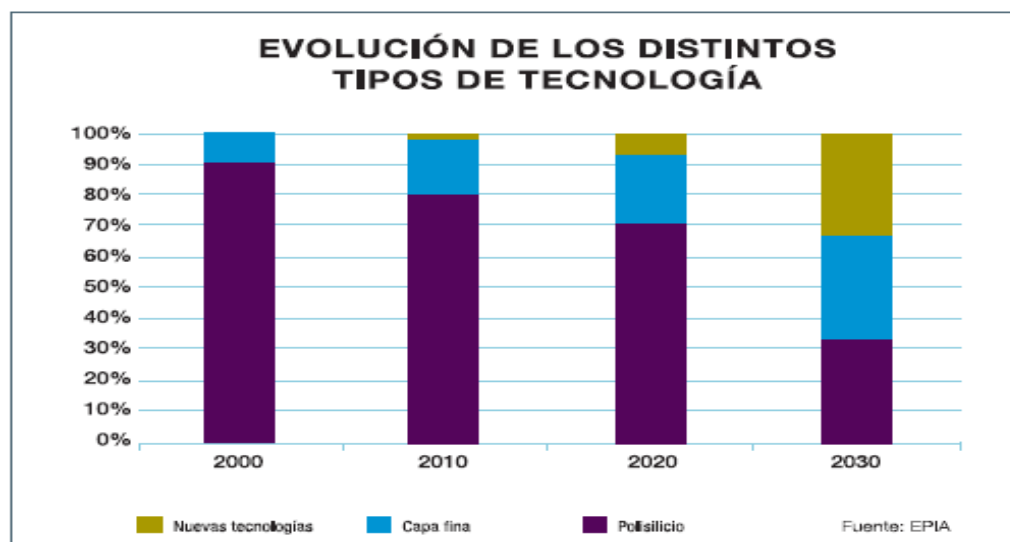
Fuente: ASIF. (Informe 2008).



Fuente: ASIF. (Informe 2008).



Fuente: ASIF. (Informe 2008).



Fuente: ASIF. (Informe 2008).

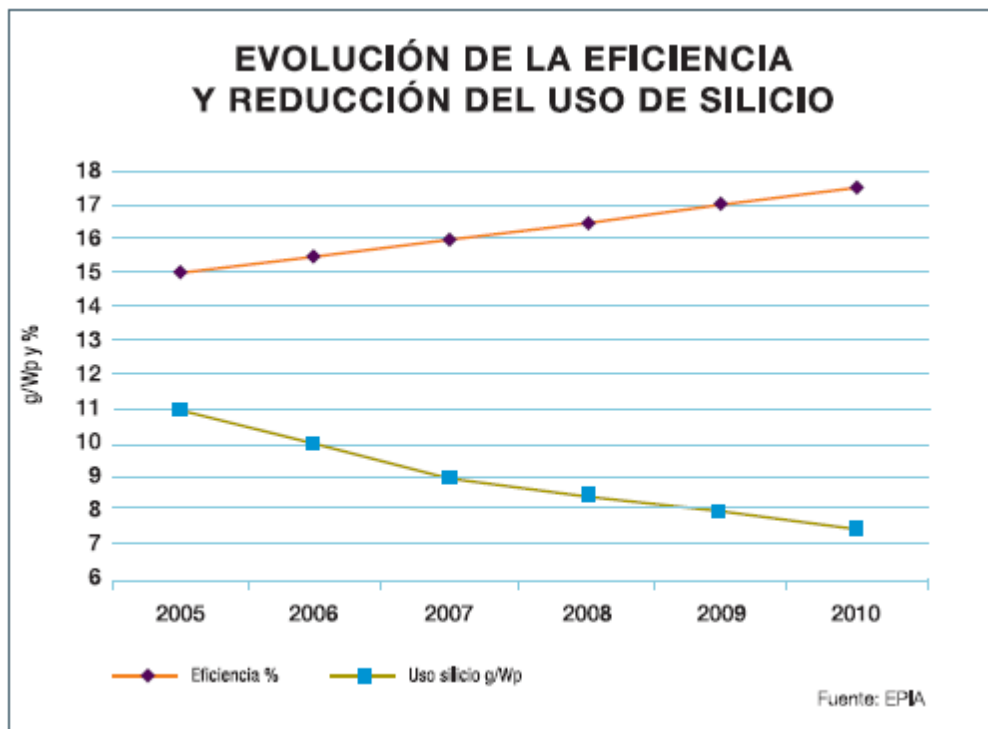
#### 1.4.1.4 Investigación

El sector solar es el más intensivo de todos los renovables: las empresas dedican una media del 7% de su facturación a este capítulo, mucho más que sectores considerados punteros, como el informático o el farmacéutico, que no llegan al 5%. Además, el número de empresas orientadas exclusivamente a la I+D fotovoltaica es el mayor de todos los renovables. Esto se traduce en una notable fortaleza en los momentos de consolidación y madurez de la tecnología.

Partiendo de esto, se tienen los retos de conseguir un nivel óptimo de abastecimiento de polisilicio y reducir los costes de producción.

Por ello, la inversión de I+D+i se destina al desarrollo de nuevas células, que sean más baratas porque empleen menos silicio en su elaboración y, a la vez, sean más eficientes. Sobre todo se destina a tecnologías de Capa fina y de Concentración, pero los avances que se han producido en los últimos años en las tecnologías convencionales de polisilicio no dejan de ser importantes. Así se ha reducido el grosor de la célula un

50%. Del mismo modo, la eficiencia media de las células disponibles en el mercado ha crecido desde el 14% registrado en 2002 hasta el 15% - 16% en la actualidad.



Fuente: ASIF. (Informe 2008).

Con lo que se puede ver que el grosor de las células se ha reducido un 50% en cinco años y que la eficiencia aumenta a la par que se consigue reducir el grosor.

## 1.4.2 El generador fotovoltaico

El sistema fotovoltaico se compone de las siguientes partes:

### 1.4.2.1 Módulos

Los módulos son grupos de células FV incorporados a una unidad, generalmente soldándolos unos con otros bajo una lámina de vidrio y es el elemento que genera electricidad sin emisiones, sin ruido y sin residuos de ningún tipo. Se instalan rápidamente y se adaptan al espacio fácilmente. También son sólidos, fiables y resistentes al agua, y pueden alcanzar una vida útil de más de 40 años. Los productores de módulos suelen garantizar un rendimiento energético del 80% de la capacidad nominal incluso al cabo de 20 ó 25 años.

En Europa Central, un sistema de electricidad solar con una capacidad nominal de 3 kW y una superficie de módulo aproximada de 23 m<sup>2</sup> (dependiendo de la tecnología; véase la *Tabla 1.1*), produciría energía suficiente para cubrir la demanda de electricidad de un hogar concienciado del uso racional de la energía.



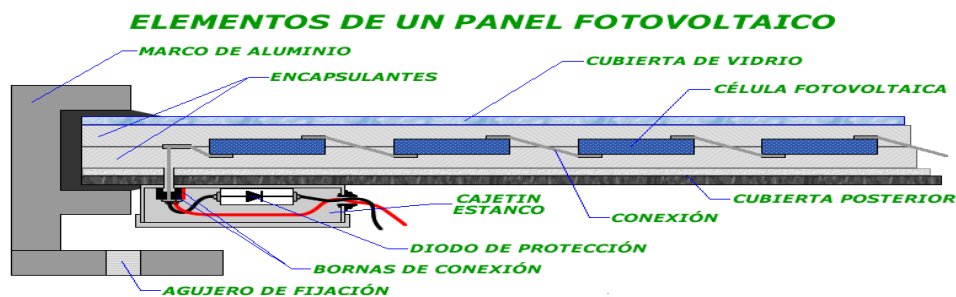
Tabla 1.1: Rendimientos de módulos y células						
Tecnología	Capa delgada				Basada en oblea cristalina	
	Silicio amorfo (Si-a)	Cadmio Teluro (CdTe)	Ci(G)S	Si-a/Si-m	Monocristalina	Multicristalina
Rendimiento de célula en CPE*	5-7%	8-11%	7-11%	8%	16-19%	14-15%
Rendimiento de módulo					13-15%	12-14%
Área necesaria por kW** (para los módulos)	15 m <sup>2</sup>	11 m <sup>2</sup>	10 m <sup>2</sup>	12 m <sup>2</sup>	aprox. 7 m <sup>2</sup>	aprox. 8 m <sup>2</sup>

\* Condiciones de Prueba Estándar: 25 °C, intensidad lumínica de 1000W/m<sup>2</sup>, masa de aire = 1,5  
 \*\* kW = kilovatio. Los productos y sistemas FV se clasifican por la energía que generan en Condiciones de Prueba Estándar

Fuente: Informe de Greenpeace y EPIA (asociación europea de la industria fotovoltaica) "Solar Generation V- 2008".

Observamos la eficiencia optima es la basada en la oblea Monocristalina, el rendimiento del módulo y el área necesaria son óptimos.

Un panel solar está constituido por varias células iguales conectadas eléctricamente entre si, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado.



Las celdas se conectan en serie (del polo positivo de una al negativo de la siguiente) para aumentar la tensión. Es necesario conectar en serie entre 30 y 36 células con el fin de llegar a tensiones del orden de 20 V c.c.

Sin embargo se habla de exceso de tensión requerido por panel para:

- Compensar la caída de tensión en los conductores y en las cargas.
- Poder cargar las baterías de 12 V nominales, ya que éstas requieren llegar hasta tensiones de carga del orden de 14,5 V, en el caso de fotovoltaica aislada.
- Compensar las pérdidas de tensión entre bornes del panel debido al aumento de la temperatura por exposición a la radiación solar.

#### *Parámetros fundamentales del Módulo o panel FV*

-Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no hay conectado ningún consumo y se cortocircuitan sus bornes.

-Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ): Es la máxima tensión que proporciona el panel, cuando no hay conectado ningún consumo (los bornes están al aire).

-Punto de máxima potencia ( $I_p$  max,  $V_p$  max): Es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.

-Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto  $I_{sc} \cdot V_{oc}$ . Suele valer entre 0,7 y 0,8.



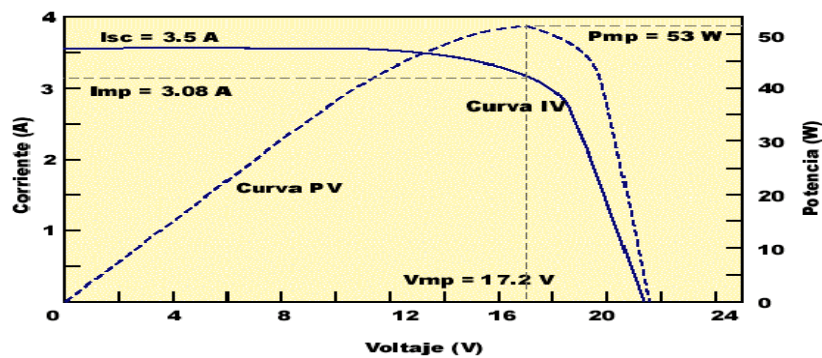
-**Eficiencia o rendimiento ( $\eta$ )**: Es el cociente entre la máxima potencia eléctrica que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Habitualmente entre el 10 %. Y el 18%.

#### 1.4.2.1.1 Especificaciones del fabricante (ejemplo)

Partiendo del siguiente ejemplo se explica los parámetros fundamentales que expiden los fabricantes de módulos: Placa de características y curva I-V y V-P.

Placa del fabricante de un módulo Solarex VLX-53	
Modelo	VLX-53
Pp	53 W
Vp	17.2 V
Ip	3.08 A
Vca	21.5 V
Icc	3.5 A
Condiciones	1000 W/m <sup>2</sup> , 25° C

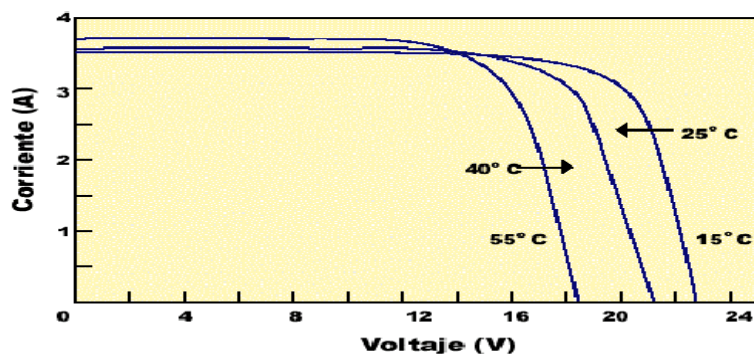
Los fabricantes suelen garantizar los módulos por periodos de hasta 10 años trabajando en condiciones del 0 al 100% de humedad relativa y temperaturas del orden de  $-50^{\circ}$  hasta  $+90^{\circ}$  C. Esto proporciona un rendimiento superior al 10 % en 20 años y una vida útil de unos 35 años.



Curva I vs V y P vs V para un módulo fotovoltaico típico a 1,000 W/m<sup>2</sup> y 25°C

#### 1.4.2.1.2 Dependencia de la temperatura

En éste grafio podemos observar cómo la temperatura a la que el panel se encuentra influye considerablemente en el rendimiento del mismo. A mayor temperatura disminuye la eficiencia del módulo.



Dependencia de la corriente producida en función del voltaje para diferentes temperaturas de operación (irradiancia constante 1,000W/m<sup>2</sup>)

#### 1.4.2.2 El inversor

Los inversores se usan para convertir la corriente continua (CC) producida por un generador FV en corriente alterna (CA) compatible con la red de distribución de electricidad local. Esto es fundamental para los sistemas FV conectados a la red. Los inversores se ofrecen en una amplia variedad de clases de potencias, desde algunos cientos de vatios, pasando por la gama más común de varios kW (de 3 kW a 6 kW), hasta los inversores centrales trifásicos para sistemas a gran escala, con 100 kW o superiores.

*Potencia nominal (VA):* Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

*Capacidad de sobrecarga:* Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

*Factor de potencia:* Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

*Distorsión armónica total:* THD (%): Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5 % cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

Las prescripciones generales y características técnicas que deberán tener los inversores según la normativa y que serán de aplicación en nuestra propia instalación se muestran en el Capítulo 3 del presente proyecto junto con el inversor seleccionado para nuestra instalación.

Otro equipo utilizado en fotovoltaica aislada de red, donde es necesario el uso de baterías son los reguladores de carga. Para no extendernos demasiado (ya que no será usado en nuestra instalación) solo citaremos las características principales de éste equipo: Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobre descargas profundas. El regulador de tensión controla constantemente el estado de carga de las baterías y regula la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil. También genera alarmas en función del estado de dicha carga.

Se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25 % superior a  $I_{cc}$  del generador FV en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a  $I_{m\acute{a}x}$  de la carga de consumo.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

Tensión nominal (V), Corriente máxima (A), Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie, Polaridad de terminales y conexiones

#### 1.4.2.3 Sistemas de Seguimiento solar

El objetivo del seguimiento es seguir la trayectoria del sol en cada momento del año, de forma que la superficie de los paneles esté siempre orientada perpendicularmente a los rayos del sol. Hay varias tecnologías simples que propician 4 tipos diferentes de seguimiento, los cuales se muestran a continuación.

#### 1.4.2.3.1 Tipos de seguimiento

- **Seguimiento cenital:** Este tipo de seguimiento es de un solo eje y es aquel en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más baja hasta su posición más alta, con un eje de rotación horizontal.
- **Seguimiento acimutal:** Este tipo de seguimiento es de un solo eje y es aquel en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más oriental hasta su posición más occidental, con un eje de rotación vertical.
- **Seguimiento polar:** Este tipo de seguimiento es de un solo eje y es aquel en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más oriental hasta su posición más occidental, con un eje de rotación inclinado respecto la vertical.
- **Seguimiento de doble eje:** Este tipo de seguimiento es de dos ejes y es aquel en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más oriental hasta su posición más occidental, con un eje de rotación vertical, y el que sigue la trayectoria del sol desde su posición más baja hasta su posición más alta, con un eje de rotación horizontal. Es decir, es el resultado de combinar el seguimiento acimutal con el cenital.

#### 1.4.2.3.2 Comparaciones

Casi todo el aumento de producción que obtenemos con el seguimiento de dos ejes, lo obtenemos únicamente del seguimiento **acimutal**, la mejor manera de optimizar una instalación con un seguidor es eligiéndolo con ese tipo de seguimiento, ya que el seguimiento **cenital** aumenta más los costes que los beneficios, mientras que en el caso de seguimiento acimutal, los costes de adquisición, instalación y mantenimiento son asumibles y están compensados con los beneficios en la producción que obtenemos de él. Por lo que haciendo una comparativa se aprecia un porcentaje claramente a favor del S. Acimutal (79%) Vs Cenital (21%).

Nota: En el anexo hay un apartado de glosario de términos que complementa éste apartado. (Anexo/pliego de condiciones técnicas/definiciones/ángulos).

### 1.5 Parámetros principales de la instalación fotovoltaica

Las instalaciones suelen, en cuanto a tamaño, seguir la siguiente nomenclatura en función de la potencia del inversor: pequeñas (hasta 20 kW), medianas (de 20 kW a 200 kW) y grandes (mayores de 200 kW), conviniendo reservar la denominación de Central Fotovoltaica para la instalación mayor de 1 MW de potencia.

A continuación se muestran los parámetros principales que intervienen en una instalación fotovoltaica:

#### 1.5.1 Vida útil

La vida útil de una planta fotovoltaica es la de sus componentes. Si la planta está diseñada correctamente y se realiza el mantenimiento recomendado, se pueden esperar en España los siguientes valores:

Módulos: vida esperada de más de 40 años.

Electrónica: vida útil de más de 30 años.

Baterías: más de 10 años para las baterías de ácido-plomo, y más de 20 años para las baterías alcalinas de níquel-cadmio. (En instalaciones que las incorpore).

Elementos auxiliares de la instalación: cableado, canalizaciones, cajas de conexión, etcétera, pueden durar más de 40 años.

### 1.5.2 Pérdidas

Las pérdidas de la instalación provienen de diversas causas, entre las que destacan las siguientes:

- **Tolerancia.** La tolerancia en los valores de potencia nominal del módulo fotovoltaico (normalmente entre un 5% ó 3%).
- **Degradación.** Un módulo fotovoltaico cuyo diseño haya sido certificado según la norma IEC 61215, si es de silicio cristalino, o la IEC 61646 si es de capa delgada, y haya sido fabricado con un sistema de calidad ISO 9001, no debe presentar degradación apreciable. Según la calidad del módulo, la degradación a lo largo de su vida útil estaría entre el 3% y el 7% en células de silicio de baja calidad, y por debajo del 2% en productos de alta calidad. De considerarse una pérdida de potencia por el paso del tiempo, ésta debe ser mínima.
- **Mismatch.** La conexión en serie de módulos con potencias no exactamente iguales produce pérdidas, al quedar limitada la intensidad de la serie a la que permita el módulo de menor corriente (*mismatch* en inglés). Los fabricantes de módulos suelen darlos ya clasificados en el caso de grandes pedidos.
- **Dispersión de características.** La potencia del módulo se mide en condiciones de iluminación específicas; en operación, en el módulo incidirá una radiación distinta a la del ensayo, es decir, no será siempre perpendicular. Esta dispersión de características dará lugar a unas pérdidas angulares y espectrales.
- **Polvo y suciedad.** La potencia de salida del módulo disminuye debido al polvo y la suciedad que se deposita sobre su superficie. Si el módulo está inclinado más de 15° y no se producen suciedades localizadas, como las producidas por los excrementos de aves, estas pérdidas serán pequeñas y normalmente no superiores a un 3%.
- **Temperatura.** Se produce una pérdida de potencia cuando el módulo trabaja con las células a temperaturas mayores de los 25° C con los que se midió en fábrica, estimándose en un 0,5% de potencia por cada grado que aumenta su temperatura para el caso de módulos de silicio cristalino.
- **Sombreado.** Las pérdidas por el sombreado sobre la superficie de células serán normalmente nulas, porque en el proyecto y la instalación se habrá tenido en cuenta este factor, pero puede que el propio diseño tolere sombreados parciales en las horas extremas del día.
- **PMP.** Las pérdidas del inversor y el dispositivo de seguimiento del Punto de Máxima Potencia (PMP) están comprendidas entre un 4% y un 10%, excluyendo inversores sin transformador e inversores de muy bajo rendimiento. (Muchas de las instalaciones aisladas no tienen inversor, pues se alimentan directamente de corriente continua, por lo que se ahorran las pérdidas del mismo, pero, en cambio, hay que considerar las pérdidas del regulador y la batería).
- **Caídas de tensión del cableado.** Las pérdidas por caídas de tensión del cableado, tanto del de corriente continua como el de alterna, suelen ser pequeñas, porque el buen

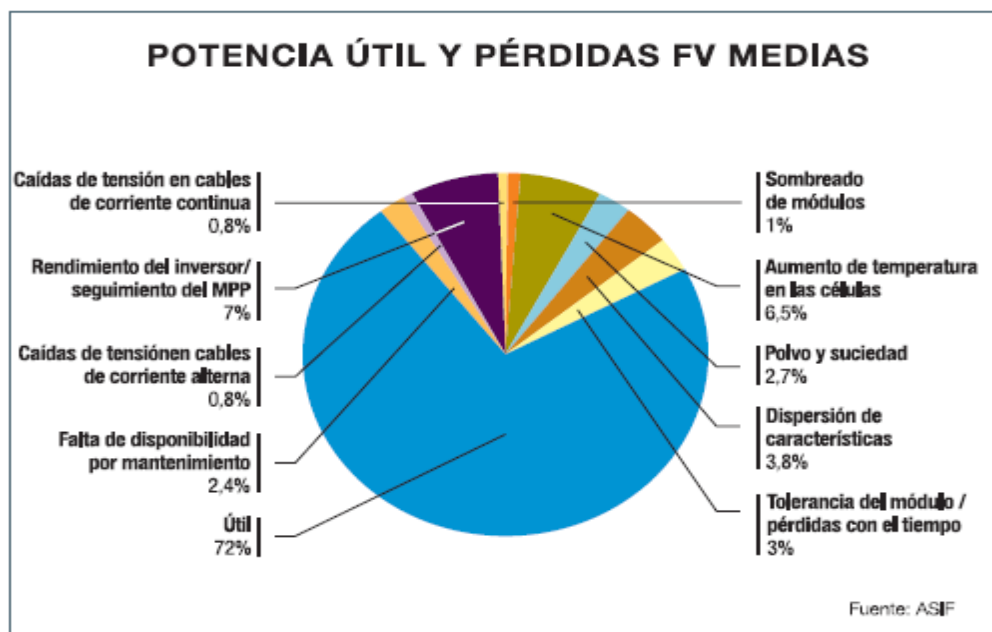
diseñador preferirá poner cables de mayor diámetro antes que perder potencia por este concepto.

- **Disponibilidad.** Por último, la disponibilidad de la instalación fotovoltaica es un factor clave por el hecho evidente de que si la instalación está fuera de servicio estamos incurriendo en importantes pérdidas y estamos afectando significativamente el rendimiento global que se obtiene de la instalación. El mantenimiento correcto y rápido de las instalaciones es importante para conseguir una disponibilidad alta. El rango de disponibilidad de una instalación bien mantenida estará en el 98% del tiempo total de insolación, o incluso superior, para grandes instalaciones, y algo inferior para instalaciones pequeñas.

- **Líneas eléctricas.** Deben también tenerse en cuenta, si existen, las pérdidas en la transformación de tensiones y las de la línea eléctrica de la conexión con la red (no se consideran como pérdidas del sistema fotovoltaico en sí, por lo que no se incluyen en la tabla que sigue).

El diseñador procurará minimizar estas pérdidas, ya que no podrá evitarlas.

Estas pérdidas estarán comprendidas en el rango de valores de la imagen siguiente:



Fuente: ASIF (informe 2008).

### 1.5.3 Rendimiento Efectivo

También conocido como horas equivalentes de funcionamiento. Toda la radiación anual sobre la superficie de un módulo con una inclinación óptima en una localización central en España puede ser del orden de 1.800 kWh/m<sup>2</sup> cada año. Como la potencia nominal del módulo se obtiene cuando recibe una radiación de 1 kW/m<sup>2</sup>, para un módulo con una inclinación óptima en un punto central de España es como si durante 1.800 horas hubiera estado incidiendo sobre su superficie 1 kW/m<sup>2</sup>. Ello significa que, si no tuviera pérdidas, daría su potencia nominal durante esas horas y, por tanto, entregaría una energía eléctrica que sería el producto de su potencia nominal por esas horas.

Considerando las pérdidas indicadas en la tabla anterior, las horas que los módulos estarían trabajando aproximadamente a su potencia nominal serían, según su localización geográfica, las siguientes:

Nota: Observamos que las horas equivalentes de la instalación que se diseña en el presente proyecto en los capítulos siguientes (cap2 y cap3) es de 1425h, con lo que estaríamos en una situación media-óptima.

#### PERÍODO DE RENDIMIENTO EFECTIVO

IRRADIACIÓN ANUAL TOTAL DEL LUGAR, EXPRESADA EN HORAS CON UNA IRRADIANCIA SOLAR DE 1000 W/m <sup>2</sup> (HORAS SOL PICO)	ENERGÍA ANUAL TOTAL DE LA INSTALACIÓN FV, EXPRESADA EN HORAS A POTENCIA NOMINAL DE LOS MÓDULOS			
	CASO ÓPTIMO (MUY IMPROBABLE)	CASO MEDIO (MÁS PROBABLE)	PEOR CASO (IMPROBABLE)	
2.000	1.800	1.450	1.100	Sur / Levante de España
1.800	1.600	1.300	1.000	Centro de España
1.500	1.350	1.050	820	Cornisa Cantábrica

Fuente: ASIF (Informe 2008).

### 1.5.4 Factor de Rendimiento Total

Es el valor que indica el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas, independiente de la insolación que reciben (*“Performance Ratio”* en inglés (PR)). Se trata de un indicador de las pérdidas de potencia en un sistema fotovoltaico, que se expresa como el cociente entre el rendimiento real y el teórico.

El PR se puede obtener mediante la división de las horas durante las cuales se espera que el sistema fotovoltaico trabaje a la potencia nominal y las horas que debería de haber estado dando la potencia nominal de no haber tenido ninguna pérdida:

IRRADIACIÓN ANUAL TOTAL DEL LUGAR, EXPRESADA EN HORAS CON UNA IRRADIANCIA SOLAR DE 1000 W/m <sup>2</sup> (HORAS SOL PICO)	PERFORMANCE RATIO (FACTOR DE RENDIMIENTO GLOBAL APROXIMADO)			
	CASO ÓPTIMO (MUY IMPROBABLE)	CASO MEDIO (MÁS PROBABLE)	PEOR CASO (IMPROBABLE)	
2.000	90	72	55	Sur / Levante de España
1.800	90	72	55	Centro de España
1.500	90	72	55	Cornisa Cantábrica

Fuente: ASIF (informe 2008).

Observamos que el PR es independiente de la irradiación del lugar y solamente depende de las pérdidas del sistema. Es del orden del 72%.

Nota: Nuestra instalación tiene un PR de 76,8% que vemos que es ligeramente superior al valor medio que da el ASIF, lo que indica que la instalación tiene un buen rendimiento.

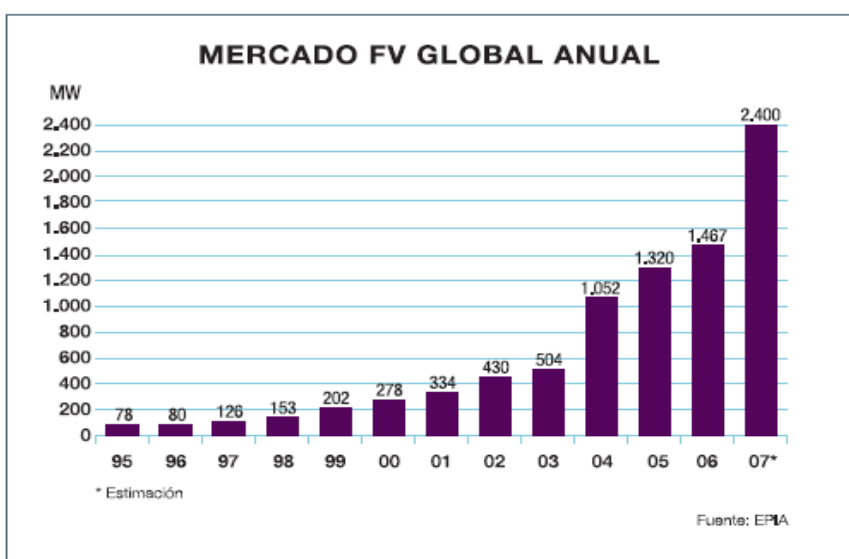
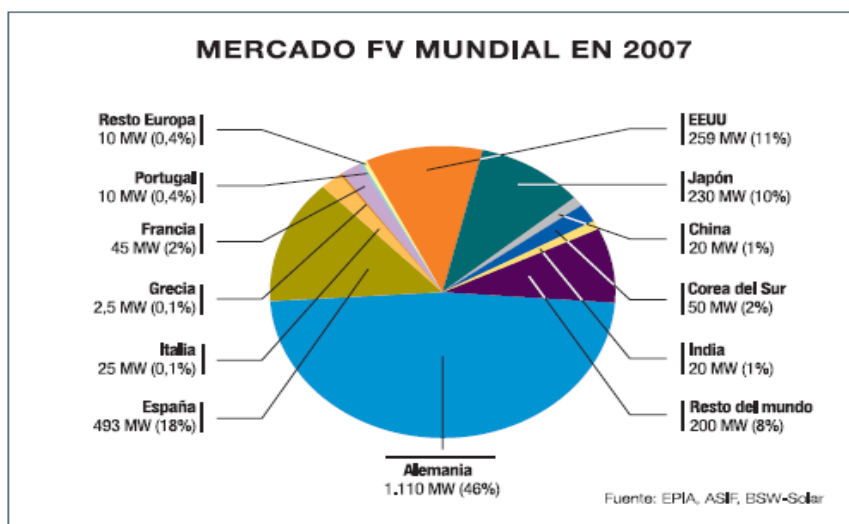
## 1.6 ANÁLISIS DEL MERCADO FOTOVOLTAICO MUNDIAL

### 1.6.1 Análisis de instalaciones de producción eléctrica

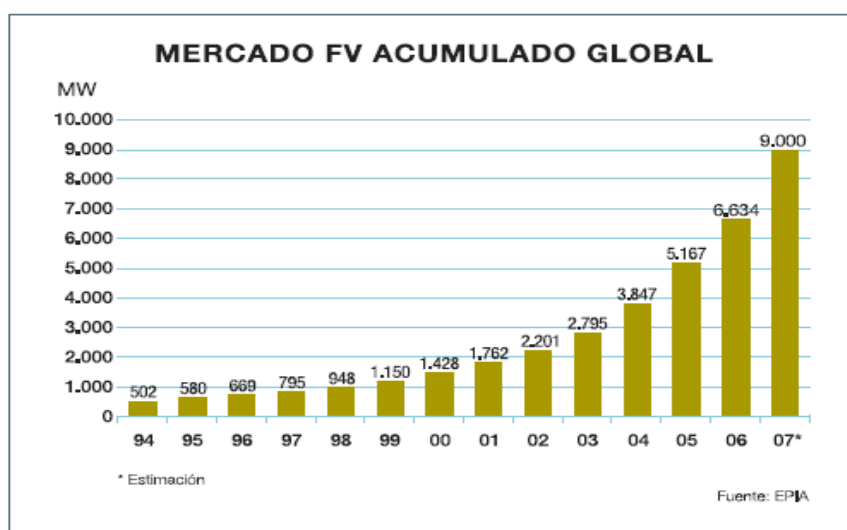
El mercado fotovoltaico mundial ha venido creciendo anualmente a un ritmo superior al 35% en los últimos años y se espera que continúe su crecimiento a ritmos altos en las próximas décadas. Más y más países están beneficiándose de este desarrollo, aunque todavía sigue muy concentrado: en el año 2007, Alemania lideró este crecimiento seguida de España, EEUU y Japón, y estos cuatro países sumaron el 85% de la potencia instalada total. No obstante, ya emergen nuevos mercados fotovoltaicos, como Italia, Francia y Corea del Sur, que registran un crecimiento de más del 100%.

En las siguientes imágenes se representa esta situación:





Fuente: EPIA (informe 2008).



Fuente: EPIA (informe 2008).

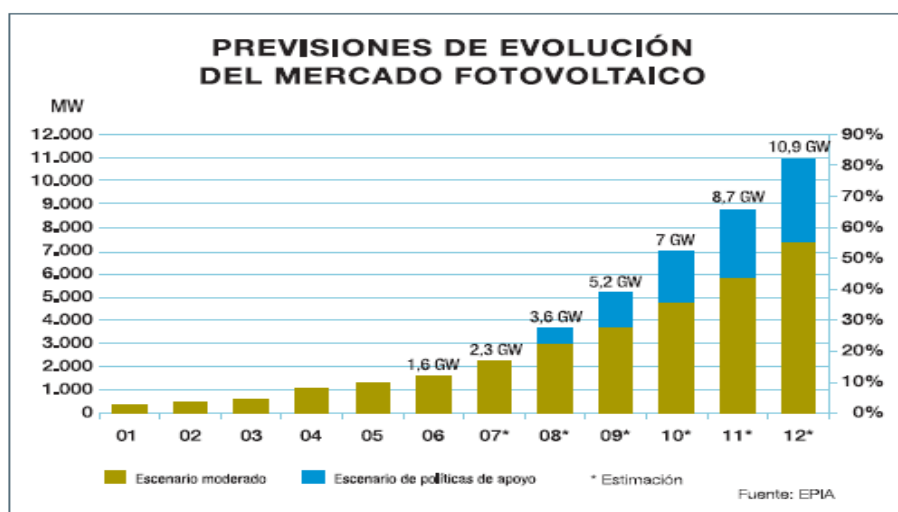
### 1.6.2 Previsiones de crecimiento del mercado mundial. Futuro de la ESFV

Para analizar el futuro de la energía solar nos centraremos en el informe de ‘Solar Generation’ cortesía de Greenpeace/EPIA (a 2008), que defiende la existencia de dos hipótesis acerca del futuro de ésta energía.

- **Escenario moderado.** Asume la evolución del mercado sin mecanismos de apoyo relevantes por parte de la administración pública.
- **Escenario de políticas de apoyo.** Asume la existencia de mecanismos públicos de ayuda, como la Tarifa Fotovoltaica.

Dentro del escenario con mecanismos públicos de apoyo, EPIA estima 7 GW de instalaciones anuales para el año 2010 y 10,9 GW hacia 2012, con tasas de crecimiento del 24%, que permitirían alcanzar a finales de 2012 una capacidad acumulada global de 44 GW. Según esto, en 5 años el mercado fotovoltaico mundial será 5 veces mayor que en el año 2007. Países europeos como Alemania, España, Italia, Grecia y Francia, y EE UU, serán los contribuidores principales al crecimiento continuo del sector.

El desarrollo del sector en Japón dependerá en gran parte de que su Gobierno reintroduzca un programa de ayuda. En el resto de Asia, particularmente India y Corea del Sur, también se prevé un aumento de la demanda fotovoltaica. China, que está experimentando un crecimiento excepcional de su industria solar, tendrá que fomentar un mercado interno capaz de abastecer las crecientes necesidades energéticas de su economía, reservando para sí una mayor cuota de su producción de paneles.



Fuente: EPIA/Greenpeace (informe 2008).

#### 1.6.2.1 Hipótesis Avanzada

Esta hipótesis se basa en el supuesto de que unos mecanismos adicionales de apoyo al mercado continuados propiciarán una expansión de la capacidad FV instalada en todo el mundo. Los programas de apoyo al mercado generan economías de escala, por lo que los precios de la energía FV descenderán con mayor rapidez, impulsando con más fuerza al mercado. A pesar de que esos programas de mercado están diseñados para ser únicamente medios de apoyo temporales, son decisivos en la preparación de un entorno comercial estable. El informe de EPIA y Greenpeace defiende que esta hipótesis se puede hacer realidad si se obtiene el apoyo político necesario.



Tasa de crecimiento del mercado en la hipótesis avanzada	
Tasa de crecimiento media 2007-2010	40%
Tasa de crecimiento media 2011-2020	28%
Tasa de crecimiento media 2021-2030	18%

### 1.6.2.2 Hipótesis Moderada

Esta hipótesis contempla el desarrollo de la energía FV en una situación de menor compromiso político. A largo plazo, la separación entre la hipótesis Moderada y Avanzada aumenta considerablemente. Con un apoyo político mundial insuficiente es difícil conseguir un despliegue rápido del mercado. Sin el potencial de las economías de escala, los costes de producción y los precios de la energía FV descenderán más lentamente que en la hipótesis Avanzada, ralentizando el despliegue de la energía FV.

Tasa de crecimiento del mercado en la hipótesis moderada	
Tasa de crecimiento media 2007-2010	30%
Tasa de crecimiento media 2011-2020	21%
Tasa de crecimiento media 2021-2030	12%

### 1.6.2.3 Consumo de electricidad

Se han considerado dos supuestos respecto al crecimiento esperado de la demanda de electricidad en las primeras décadas del siglo XXI.

La '*hipótesis de Referencia*' de crecimiento de la demanda de electricidad en el mundo, por la que con las previsiones de la Agencia Internacional de Energía (WEO 2007) se muestra un aumento de la demanda mundial de energía de 15.016 TWh en 2005 a 21.278 TWh en 2015 y 29.737 TWh en 2030. Es decir un incremento del 50% entre 2005-2030.

La '*hipótesis Alternativa*' de demanda de electricidad en el futuro se basa en el informe sobre la Revolución Energética de Greenpeace y el Consejo Europeo de Energía Renovable (enero de 2007), y considera la aplicación intensiva de medidas de eficiencia energética para reducir el consumo de electricidad final. Esta hipótesis muestra un aumento de la demanda de energía en el mundo de 13.675 TWh en 2003 a 14.188 TWh en 2010, 16.614 TWh en 2020 y 19.189 TWh en 2030. Es decir, un incremento del 71% entre 2003 y 2030. Por lo tanto, la contribución FV es mayor en esta previsión.

Resultados de las hipótesis para el mercado FV mundial hasta 2030				
	Situación actual	Hipótesis		
	2007	2010	2020	2030
<b>Hipótesis avanzada</b>				
Instalaciones anuales en GW	2.4	6.9	56	261
Capacidad acumulada en GW	9.2	25.4	278	1884
Producción de electricidad en TWh	10	29	362	2646
Contribución al consumo de electricidad (hipótesis de referencia A/E)	0.07%	0.16%	2.05%	8.90%
Contribución al consumo de electricidad (hipótesis de alternativa)	0.07%	0.2%	2.18%	13.79%
Personas que viven con energía FV en millones/hogares conectados a red	5.5	18	198	1280
Personas sin conexión a la red en millones	14	32	757	3216
Puestos de trabajo en millares	119	333	2343	9967
Valor del mercado en miles de millones de euros	13	30	139	454
Reducción anual de CO2 en millones de toneladas	6	17	217	1588
Reducción acumulada de CO2 en millones de toneladas		65	976	8953
<b>Hipótesis moderada</b>				
Instalaciones anuales en GW	2.4	5.3	35	105
Capacidad acumulada en GW	9.2	21.6	211	912
Producción de electricidad en TWh	10	24	283	1291

Contribución al consumo de electricidad (hipótesis de referencia A/E)	0.07%	0.14%	1.2%	4.34%
Contribución al consumo de electricidad (hipótesis de alternativa)	0.07%	0.17%	1.7%	6.73%
Personas que viven con energía FV en millones/hogares conectados a red	5.5	14	136	564
Personas sin conexión a la red en millones	14	59	136	564
Puestos de trabajo en millares	119	252	1462	3718
Valor del mercado en miles de millones de euros	13	24	94	204
Reducción anual de CO2 en millones de toneladas	6	15	170	775
Reducción acumulada de CO2 en millones de toneladas		61	839	5333

Fuente: Informe de Greenpeace y EPIA (asociación europea de la industria fotovoltaica) a 2008.

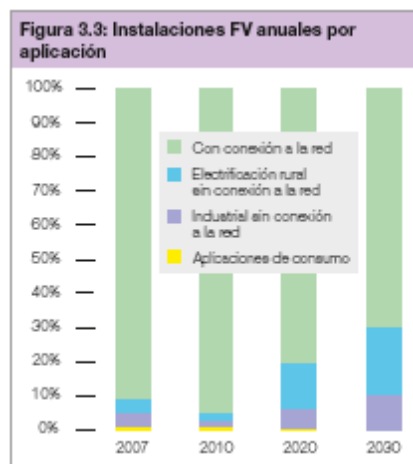
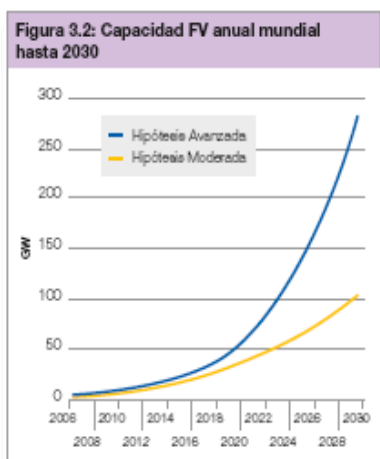
Las hipótesis se subdividen a su vez en dos vías: en las cuatro principales divisiones del mercado mundial (aplicaciones de consumo, con conexión a la red, industrial a distancia y rural sin conexión a la red), y en las regiones del mundo tal como se definen en las previsiones de la demanda futura de electricidad realizadas por la Agencia Internacional de Energía. Estas regiones son OCDE Europa, OCDE Pacífico, OCDE Norteamérica, Latinoamérica, Asia Occidental, Asia Meridional, China, Oriente Medio, África y Economías en Transición (principalmente la antigua Unión Soviética).

#### 1.6.2.4 Resultados clave

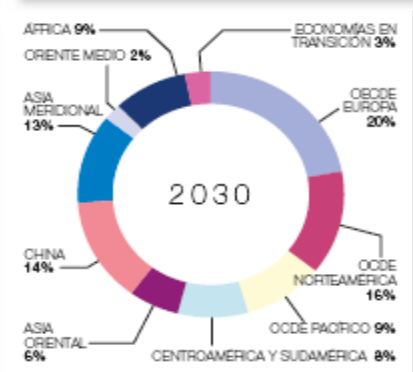
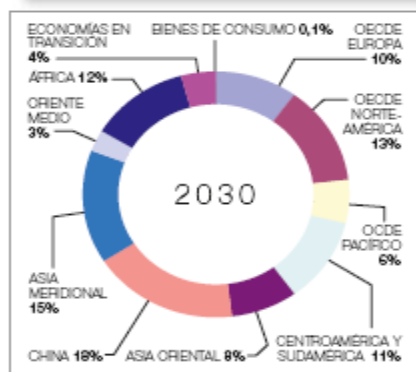
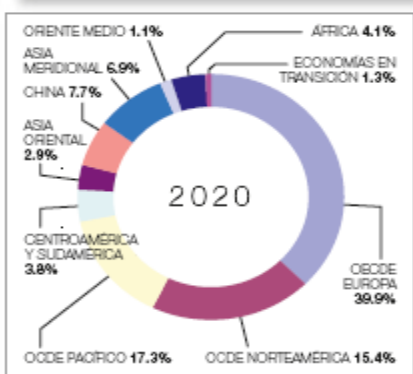
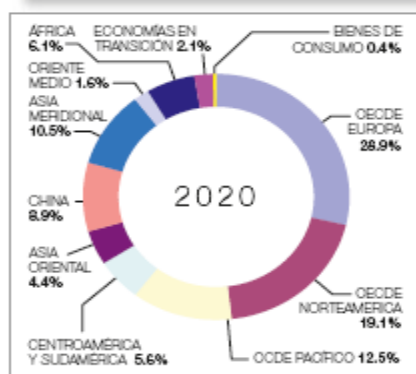
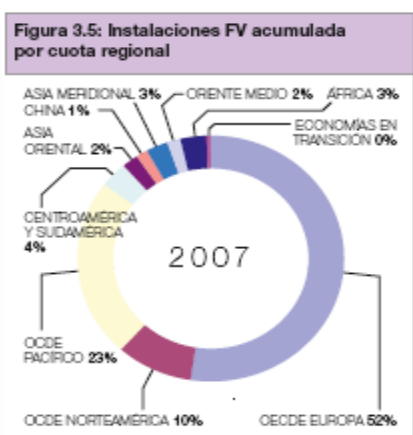
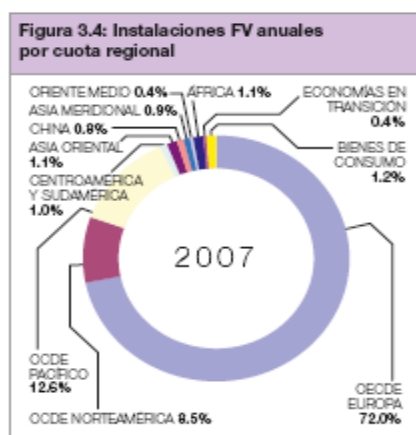
“Los resultados de las hipótesis de Greenpeace/EPIA ‘Solar Generation’ muestran claramente que incluso desde una línea base relativamente baja, la electricidad FV tiene el potencial de contribuir de forma relevante tanto al suministro mundial de energía del futuro como a la reducción del cambio climático. De acuerdo con esta hipótesis, la capacidad instalada de los sistemas de energía solar en el mundo llegaría a 1.864 GW en 2030. Aproximadamente el 74% de esta cifra estaría en el mercado conectado a la red, principalmente en países industrializados. En esa época, el número total de personas que recibirían suministro de electricidad doméstica de sistemas solares conectados a la red (incluidos los integrados en edificios, los sistemas a gran escala y los instalados sobre tejados) llegaría a unos 1.280 millones. Solo en Europa, habría unas 300 millones de personas que recibirían su suministro de electricidad doméstica de la electricidad solar conectada a la red. Estos cálculos se basan en familias promedio de 2,5 personas y un consumo medio de electricidad anual de 3.800 kWh. En el mundo no industrializado, para el año 2030 se prevé una capacidad solar instalada para electrificación rural de alrededor de 320 GW. En este caso se supone que, como media, un sistema independiente de 100 Wp cubrirá actualmente las necesidades de electricidad básicas de tres personas por hogar. Con el paso del tiempo se espera el uso de sistemas más grandes para electrificación rural. Sin embargo, los tamaños de los sistemas en los países en vías de desarrollo son actualmente mucho más pequeños que las aplicaciones conectadas a la red de los países desarrollados, y la densidad de población es mayor. Esto significa que en esa época usarían electricidad solar en los países en desarrollo hasta 3.200 millones de personas. Esto representaría un gran avance para la tecnología desde su estado emergente actual”.

Fuente: Informe de Greenpeace y EPIA (asociación europea de la industria fotovoltaica) a 2008.

Resultado de los análisis realizados del informe:



Fuente: Informe de Greenpeace y EPIA (asociación europea de la industria fotovoltaica) a 2008.



Fuente: Informe de Greenpeace y EPIA (asociación europea de la industria fotovoltaica) a 2008.

**Tabla 3.3: Valor de mercado (anual) de los sistemas FV hasta 2030 en la hipótesis Avanzada (en millones de euros)**

Año	Europa	Norte-américa	OCDE Pacífico	Centro-américa y Sud-américa	Asia Oriental	China	Asia Meridional	Oriente Medio	África	Economías en Transición	Total
2007	9.655	1.115	1.661	131	143	112	124	50	143	50	13.184
2010	11.610	6.199	4.582	338	370	432	1.762	129	370	129	25.919
2015	22.834	13.159	9.363	1.739	1.504	2.602	4.867	545	1.900	662	59.175
2020	40.342	26.612	17.425	7.831	6.069	12.434	14.580	2.246	8.547	2.894	138.980
2025	53.399	44.009	25.370	22.791	16.942	36.920	34.916	6.324	24.867	8.333	273.670
2030	45.433	59.062	27.260	49.976	36.348	81.779	68.149	13.630	54.519	18.173	454.325

Excluding consumer goods

**Tabla 3.5: Inversión en nuevas capacidades de producción en la hipótesis Avanzada (en millones de euros)**

	2008	2009	2010	Total
Silicio	990	1.615	1.556	4.100
Obieas	614	1.072	1.225	2.911
Células	351	613	700	1.664
Módulos	351	613	700	1.664
Capa delgada	707	1.411	675	2.993
Total	2.952	5.323	5.056	13.332

**Tabla 3.4: Valor de mercado (anual) de los sistemas FV hasta 2030 en la hipótesis Moderada (en millones de euros)**

Año	Europa	Norte-américa	OCDE Pacífico	Centro-américa y Sud-américa	Asia Oriental	China	Asia Meridional	Oriente Medio	África	Economías en Transición	Total
2007	9.655	1.115	1.661	131	143	112	124	50	143	50	13.184
2010	12.355	4.924	3.640	268	294	344	1.400	102	294	102	23.723
2015	20.721	11.941	8.496	1.578	1.364	2.361	4.417	494	1.724	601	53.697
2020	27.189	17.936	11.744	5.278	4.090	8.360	9.826	1.202	5.761	1.950	93.355
2025	28.424	23.426	13.504	12.131	9.018	19.652	18.585	2.850	13.237	4.435	145.262
2030	17.008	22.111	10.205	18.709	13.607	30.615	25.512	5.102	20.410	6.803	170.081

Excluding consumer goods

**Tabla 3.6: Inversión en nuevas capacidades de producción en la hipótesis Moderada (en millones de euros)**

	2008	2009	2010	Total
Silicio	869	1.097	1.402	3.368
Obieas	604	708	1.104	2.416
Células	345	404	631	1.380
Módulos	345	404	631	1.380
Capa delgada	606	1.011	788	2.406
Total	2.770	3.624	4.555	10.950

Fuente: Informe de Greenpeace y EPIA (asociación europea de la industria fotovoltaica) a 2008.

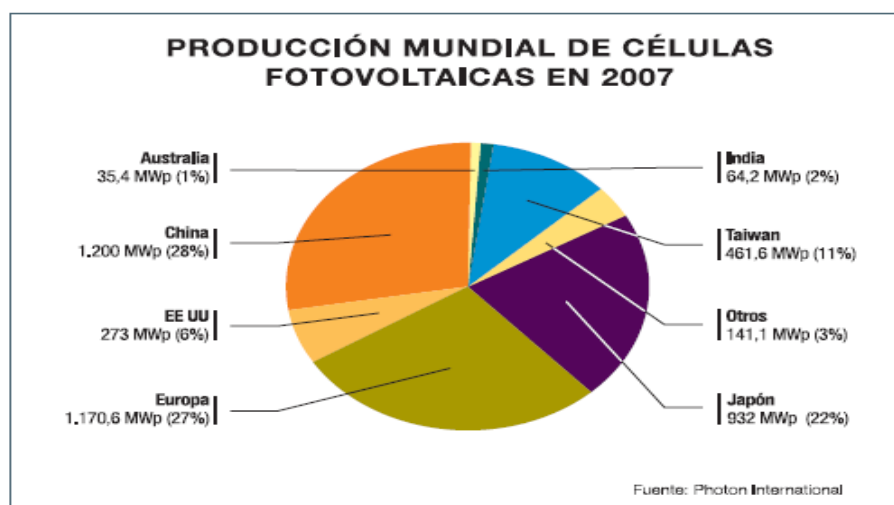
\*\*Las *Tablas 3.3* y *3.4* calculan el valor de mercado proyectado de los sistemas FV hasta 2030 según la hipótesis Avanzada y Moderada, respectivamente. Se demuestra que al final del periodo de la hipótesis, el valor anual del mercado FV alcanzaría un valor de 454.000 millones de euros en todo el mundo según la *hipótesis Avanzada* y 170.000 millones de euros según la *hipótesis Moderada*.

### 1.6.3 Materia prima y fabricación de equipos

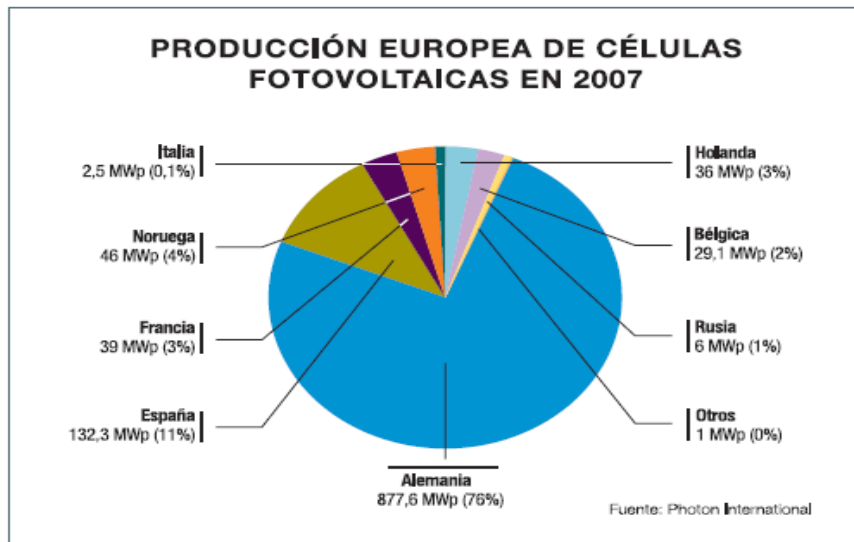
Hasta hace poco, la industria del silicio producía silicio de grado electrónico exclusivamente para el sector de los semiconductores, principalmente para uso en ordenadores. Solo una pequeña parte se suministraba a la industria FV. Sin embargo, con el crecimiento dinámico de la industria FV en los últimos años, la situación ha cambiado. En 2007, más de la mitad de la producción mundial de silicio de grado electrónico se usó para fabricar células solares. Esta demanda creciente ha provocado un cambio de orientación de la industria del silicio. El silicio para células solares puede ser de calidad inferior al que se requiere para los semiconductores, y por lo tanto su fabricación puede ser más barata. Pero, hasta que estén operativas todas las nuevas instalaciones de producción de silicio para FV, la industria FV seguirá compitiendo con la industria de los semiconductores. Se espera que hacia 2008, la disponibilidad de silicio de grado solar para la industria FV genere una mejor situación en el mercado del silicio. Entre 2008 y 2010 se prevé una inversión de más de 4.100 millones de euros en ampliar las capacidades de producción de silicio.

#### 1.6.3.1 Producción de células y módulos solares

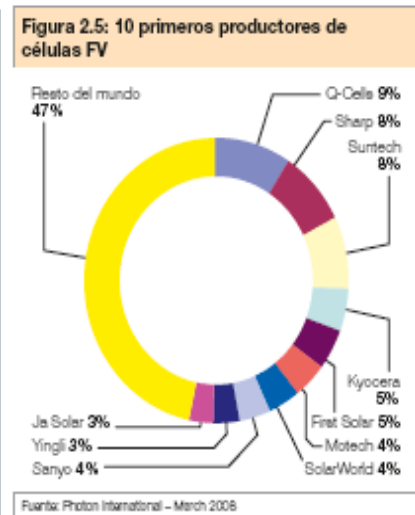
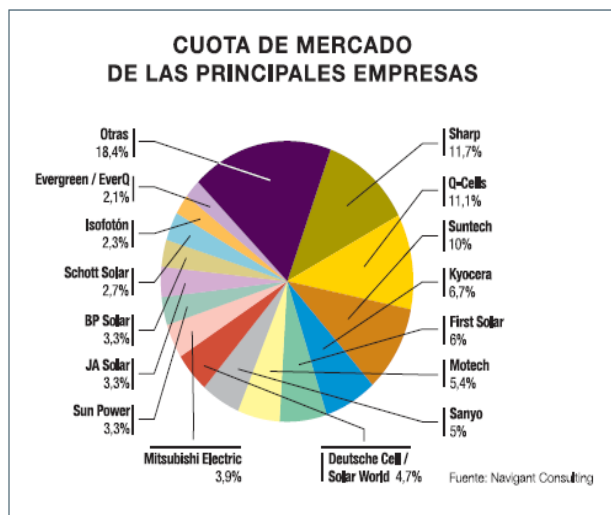
Este crecimiento de la fotovoltaica en el mundo se corresponde con el incremento de la producción de células, inversores y otros componentes de los sistemas solares, en los que China tiene cada vez más peso como potencia exportadora neta y ha superado a los líderes anteriores, Japón y Alemania. En 2008, se espera que el nivel de inversión en nuevas plantas de fabricación de células y módulos solares supere los 1.600 millones de euros sin incluir las capacidades de fabricación de obleas y silicio. Con respecto a las principales compañías productoras se muestra en la *figura 2.5* la situación actual de las mismas. Aunque hasta hace pocos años el mercado había estado dominado por BP Solar, esta situación ha cambiado radicalmente con la entrada de nuevos actores japoneses y europeos. Más recientemente, la primera compañía en producción de células ha sido la empresa japonesa Sharp. Sin embargo, en 2007 Sharp ha seguido perdiendo cuota de mercado en relación con sus competidores, principalmente con las empresas con base en Alemania Q-Cells y Solarworld y la china Suntech. Todas ellas juntas han reducido la posición dominante de Sharp del 23,6% en 2005 al 8,5% en 2007. En 2007, Q-Cells se ha convertido en el nuevo líder del mercado.



Fuente: ASIF (informe 2008).



Fuente: ASIF (informe 2008).



Fuente (izquierda): ASIF (informe 2008). Fuente (derecha): Informe de Greenpeace y EPIA (2008).

Podemos decir que éste es un mercado de alta competencia donde el grado de concentración de los 10 primeros operadores en el mundo, donde su cuota de mercado ha descendido de un 85% en 2004 a un 74% en 2007 (algunas empresas más pequeñas han sido capaces de obtener inversiones de propiedad pública, a menudo a través de alguno de los fondos de inversión verdes que proliferan actualmente como ha sucedido en Alemania) (Caso alemán más adelante). Durante los últimos años, las expectativas de rentabilidad del negocio solar han propiciado la entrada de nuevos actores en el mercado, a pesar de la barrera de entrada que exige un elevado grado de especialización tecnológica y de desarrollo de I+D+i.

### 1.6.3.2 Evolución del coste de producción

Razones como el precio del petróleo o el calentamiento global nos alientan a construir un nuevo modelo basado en energías renovables.

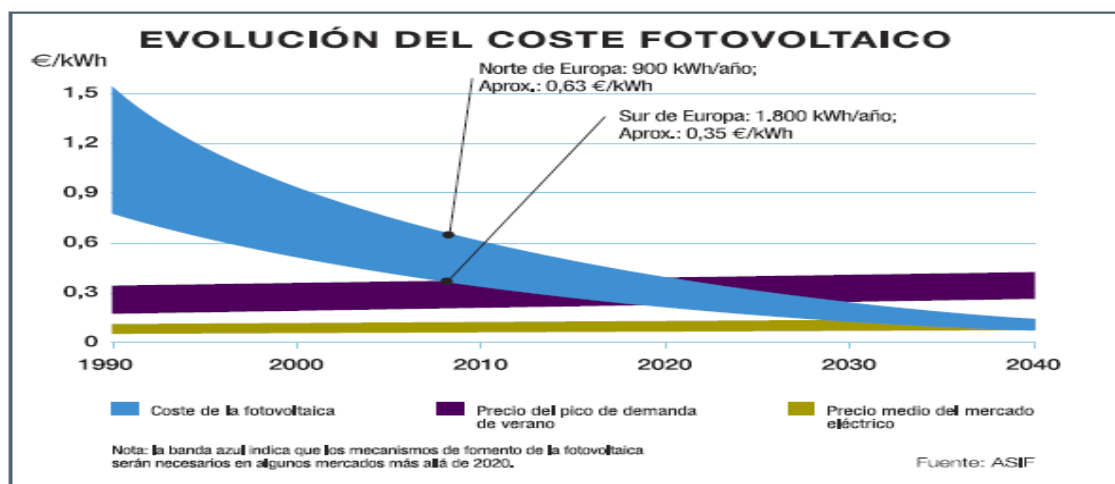
La fotovoltaica explota un recurso gratuito (la luz solar), pero exige un fuerte desembolso de capital en el momento de construir la instalación; podríamos decir que la electricidad que va a producir durante los más de 40 años siguientes hay que pagarla al



inicio, al contrario que la electricidad de origen fósil, cuyo coste es, sobre todo, combustible a pagar a medida que se consume.

Sin embargo la fotovoltaica tiene una gran capacidad de reducción de costes y pronto será competitiva con las demás fuentes. Esto ocurrirá como fruto de la combinación de las economías de escala y los avances tecnológicos de la I+D+i.

El crecimiento de los mercados fotovoltaicos tiene lugar en un contexto donde los precios energéticos y eléctricos siguen subiendo, por lo que más pronto que tarde la electricidad solar será competitiva con el precio de la electricidad del consumidor final.



Fuente: ASIF.

“Potenciando su reducción de costes mediante el fortalecimiento de la producción, la distribución, la instalación y el I+D+i, así como la constitución de mercados de apoyo, la provisión de esquemas de retribución y financiación que haga económicamente atractiva la inversión fotovoltaica, la eliminación de las barreras administrativas que impidan la instalación de sistemas conectados, la garantía de un marco regulatorio estable a largo plazo para dar la confianza que necesitan inversores e industria, que son piezas claves del desarrollo de la tecnología, subvenciones e incentivos fiscales... haríamos frente a éste problema y como se aprecian en la figura supondrá la reducción considerable del mismo”(ASIF 2008).

#### 1.6.4 El caso Alemán

En éste apartado analizaremos el caso alemán, por ser referente mundial, para poder compararlo después con lo que ha ocurrido en nuestro país.

Gracias al empleo de políticas innovadoras para el aprovechamiento de las energías renovables, Alemania se ha convertido en el mercado fotovoltaico más grande del mundo y las compañías alemanas han tomado la delantera en la fabricación de varias tecnologías solares, así como en algunos campos de la I+D.

Alemania empezó pronto, en 1991, a aplicar el sistema de apoyo de tarifa para retribuir toda electricidad que se inyectara en red, rompiendo el monopolio del mercado de la energía eléctrica, que en aquel entonces estaba en manos del Estado. La retribución o tarifa inicial fue de 0,085 €/kWh pero no era suficiente para promover el mercado fotovoltaico, aunque abrió el mercado a los productores de otras energías renovables.

Además de ésta tarifa, entre los años 1991 y 1995 se dieron incentivos con el “Programa de los 1.000 tejados fotovoltaicos”, que se lanzó a nivel federal para demostrar la fiabilidad de los sistemas fotovoltaicos. Después de un periodo de consolidación de las

instalaciones efectuadas, ya en 1999, se lanzó el “Programa de los 100.000 tejados fotovoltaicos”, con la intención de crear un amplio mercado.

#### **1.6.4.1 La Ley de Energías Renovables (caso Alemán)**

A pesar de las citadas iniciativas, no se produjo un auge real de inversiones hasta la aprobación de la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG) que entró en vigor en el año 2000. Los principios básicos de la EEG son los siguientes:

- Prioridad de acceso a las redes de las energías renovables.
- Garantía de compra por parte de las compañías distribuidoras de la energía generada de fuentes renovables.
- Las tarifas fotovoltaicas se garantizan por 20 años para cada kWh inyectado en red.
- Las tarifas se reducen anualmente según tecnologías.
- Un esquema de reparto de costes los redistribuye entre los consumidores de electricidad, con lo que no se carga el presupuesto del Estado.

Inicialmente, el kWh fotovoltaico se remuneraba a 0,51 euros, lo que, unido a los incentivos del “Programa de los 100.000 tejados”, hacía atractivas económicamente las instalaciones fotovoltaicas alemanas por primera vez impulsando a inversores.

#### **1.6.4.2 Basado en inversiones rentables**

Para la tecnología fotovoltaica se incorporó en la EEG una reducción progresiva de tarifas del 5% anual (que denominamos “degradación de tarifas”) para las nuevas instalaciones, debido a la progresiva reducción de costes de los sistemas. Desde que terminó, con éxito, el Programa de los 100.000 tejados, las instalaciones fotovoltaicas sustentan su rentabilidad en la Ley EEG solamente, con sus tarifas para tejados, para instalaciones sobre suelo y para aplicaciones integradas en la edificación.

Para compensar la pérdida de incentivos del Programa de los 100.000 tejados, la tarifa subió a 0,57 €/kWh (bastante superior a la que se da en España de 0,45 antiguamente o 0,34-0,32 actualmente). Desde la revisión de la EEG de 2004, los sistemas de pequeña potencia reciben una mayor remuneración que los sistemas grandes (como ocurre en España), debido a su mayor precio unitario, para dar la misma rentabilidad a las instalaciones grandes y las pequeñas. También hay una bonificación para las instalaciones integradas sobre fachada que quiere compensar su menor producción.

La Tarifa Fotovoltaica ha sido el mayor impulsor para los 430.000 inversores en sistemas fotovoltaicos que se han instalado en Alemania hasta finales de 2007. Sin embargo, la base para el éxito del mercado alemán ha sido la mayor concienciación medioambiental y la preocupación por el suministro de energía futuro.

#### **1.6.4.3 Crecimiento industrial**

La creación del mercado ha corrido paralela con el establecimiento de una industria solar fotovoltaica de alta tecnología. Las empresas han invertido en áreas de Alemania del Este desindustrializadas, con un punto de gran concentración empresarial apropiadamente denominado “Solar Valley”. Las nuevas infraestructuras de producción han recibido más de dos billones de euros y se han creado más de 40.000 puestos de trabajo altamente cualificados con el desarrollo industrial.



## 1.7 MERCADO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

### 1.7.1 inicios

España ha creado el segundo mercado fotovoltaico del mundo y las empresas españolas se encuentran entre las empresas de mayor relevancia global gracias a las políticas de fomento de la tecnología, la importancia de la I+D+i y el dinamismo de la industria nacional. España empezó a desarrollar su mercado con instalaciones aisladas, beneficiándose de su privilegiada situación geográfica, pero, sobre todo, por la relevancia de la I+D+i y la iniciativa empresarial, se colocó en cabeza de la industria fotovoltaica europea durante los años ochenta y noventa del pasado siglo.

La Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, sentó los cimientos para la liberalización del sistema eléctrico y permitió a los generadores fotovoltaicos la conexión y venta de electricidad a la red, aunque sin tarifas específicas. Un año después, el Real Decreto 2818/1998 subsanó ese vacío y creó una tarifa específica para la fotovoltaica, con lo que apareció un nuevo mercado para las instalaciones conectadas.

Antes del año 1998 se realizaron algunos proyectos de demostración de sistemas conectados a la red eléctrica, como 100 kW instalados en la localidad de Guadalix de la Sierra (Madrid) o una planta de 1 MW (tamaño inusitado para ese momento) que se instaló en Toledo.

#### 1.7.1.1 Etapas del desarrollo FV Español

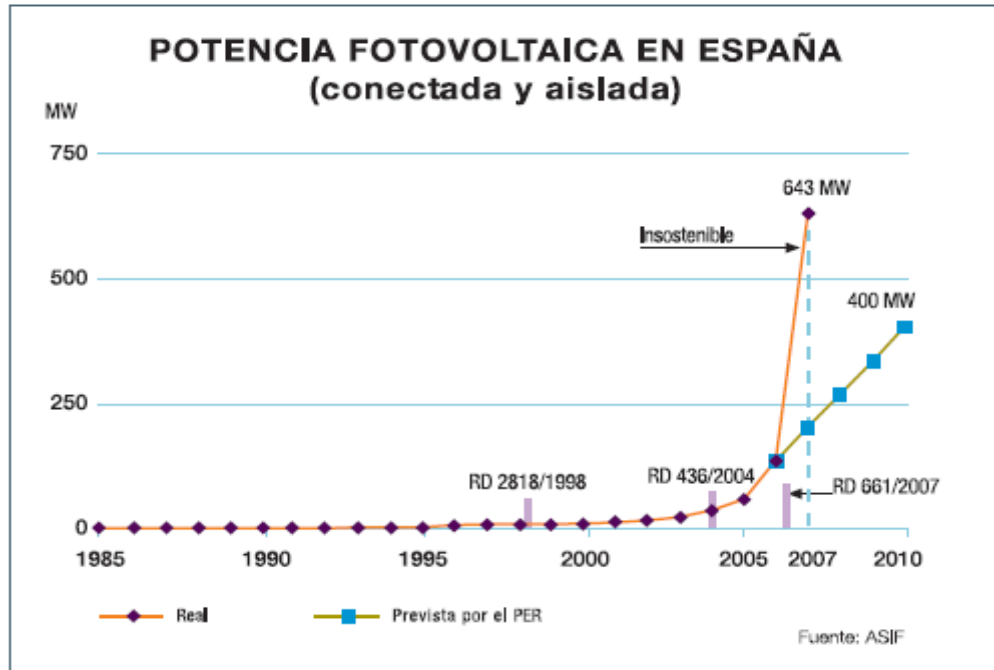
- El mercado no podía despegar en esos primeros años por la gran incertidumbre en la retribución. Las tarifas se garantizaban únicamente hasta que en España se alcanzara una potencia fotovoltaica instalada de 50 MW. No se sabía si esa potencia se alcanzaría en uno o en 10 años, por lo que se emprendieron solamente las instalaciones que cubrieran ese riesgo de indefinición temporal con subvenciones, préstamos con intereses bonificados o exenciones fiscales.

Con el Real Decreto 436/2004 la situación cambió radicalmente, puesto que se proporcionó una tarifa durante un período de tiempo concreto y suficiente para amortizar la inversión (como ocurría en Alemania) y obtener una rentabilidad razonable. Con ello comenzó a despegar el mercado nacional, impulsado también por el inicio de la escalada del precio del petróleo y el ejemplo del gran salto que la fotovoltaica dio en Alemania ese mismo año como se ha comentado antes.

NO obstante el despegue de Alemania provocó un aumento en el precio del polisilicio (tensó la cadena de suministro), materia básica para el sector, provocando que el mercado no se desarrollara adecuadamente para alcanzar los 400 MW fijados por el Plan de Energías Renovables (PER) como objetivo en 2010.

- Sin embargo con el Real Decreto 661/2007, además de incorporar nuevos elementos, como el establecimiento de un fuerte aval de 500 euros por kW fotovoltaico instalado o la obligación de vender la electricidad fotovoltaica en el mercado eléctrico (en lugar de vendérsela a la empresa distribuidora), mantuvo la tarifa fijada por el RD 436/2004 para consolidar la industria española y alcanzar los 400 MW fijados por el PER, pero el contexto mundial de la tecnología solar cambió a gran velocidad: se registró un incremento en la disponibilidad de polisilicio y el precio de las células y los módulos se redujo bruscamente. Como consecuencia, el mercado fotovoltaico español ha experimentado un espectacular crecimiento, del orden del 450% en 2007. Con ello se

han superado los objetivos de potencia marcados por el PER con dos años de adelanto y se ha quedado obsoleto el marco regulatorio establecido por el RD 661/2007. El crecimiento registrado, que ha supuesto un volumen de negocio del orden de 7.800 millones de euros, sitúa a España como segundo mercado fotovoltaico del mundo tras Alemania. Ningún sector económico puede crecer a un ritmo de tres dígitos.



Fuente: ASIF.

Estos ajustes legislativos deben girar sobre una tarifa decreciente en el tiempo para incentivar la reducción de costes y mantener la estabilidad del mercado a largo plazo (un crecimiento sostenible). Las revisiones de tarifa deben realizarse en períodos temporales más cortos, anuales, que permitan ajustar la evolución del mercado al cambiante contexto internacional, pero que no introduzcan incertidumbre, puesto que ello ahuyentaría las inversiones.

Finalmente, la nueva etapa que comienza para la fotovoltaica española debe potenciar más las instalaciones en la edificación, particularmente en el segmento residencial (como lo hace Alemania con su plan de “los 100000 tejados”), en el que las barreras administrativas dificultan la presencia de los paneles solares.

### 1.7.2 EL MERCADO FOTOVOLTAICO ESPAÑOL

En España la mayoría de la potencia instalada está conectada a la red eléctrica, de modo que el mercado de instalaciones aisladas, que predominaba antiguamente, se ha convertido en algo muy marginal, estabilizado entre los 1,5 MW y los 2 MW al año, en función de las ayudas públicas que reciben en forma de subvenciones.

Para controlar la potencia en España existe un sistema de seguimiento de la potencia instalada establecido por el RD 661/2007 y desarrollado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) que arroja dos contabilidades diferentes: la potencia efectivamente instalada, porque está facturando electricidad, y la potencia equivalente que, se estima, cuenta con inscripción definitiva, pero de la que aún no se han recibido facturas.

La diferencia entre ambas contabilidades, aunque se reduce con el tiempo, es importante: un mes después del mes contabilizado la diferencia entre la potencia

efectivamente instalada (con facturas) y la estimada es del 29,4%, y nueve meses después todavía es del 4,2%. No obstante, se trata de una herramienta válida, cuyo valor principal es proporcionar una regla coherente para medir el desarrollo fotovoltaico en España.

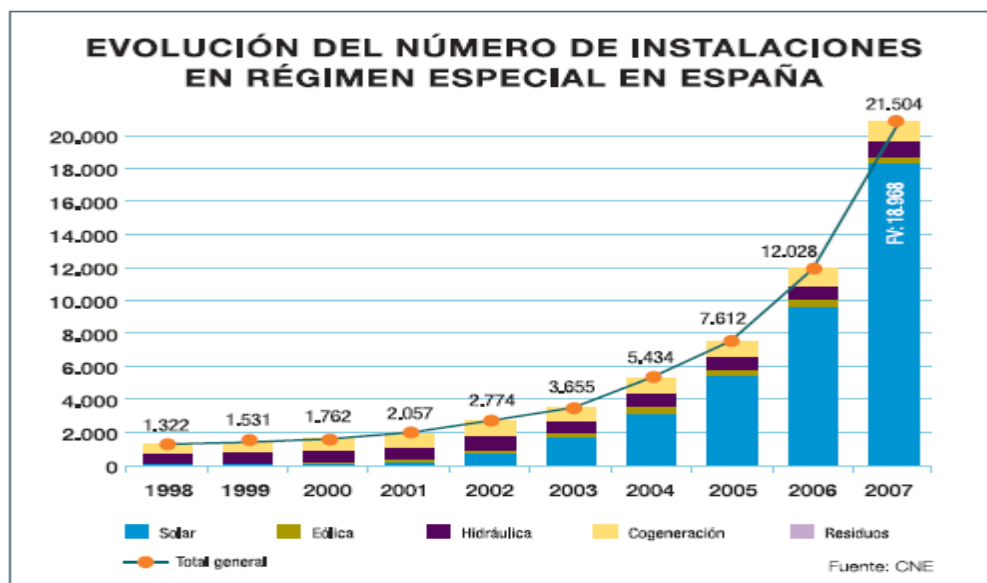
Las estadísticas de la CNE sobre potencia, producción de energía y coste en la tarifa eléctrica de instalaciones conectadas a finales de 2007, son:

#### POTENCIA INSTALADA, ENERGÍA VENDIDA, PRECIO MEDIO Y RETRIBUCIÓN TOTAL

SOLAR	2006	2007
<b>POTENCIA INSTALADA (MW)</b>	<b>141</b>	<b>634</b>
P ≤ 5 kW	31	43
5 kW < P ≤ 100 kW	104	549
P > 100 kW	6	42
<b>ENERGÍA VENDIDA (GWH)</b>	<b>106</b>	<b>482</b>
P ≤ 5 kW	39	65
5 kW < P ≤ 100 kW	62	400
P > 100 kW	5	17
<b>ENERGÍA VENDIDA (GWH)</b>	<b>106</b>	<b>482</b>
Iberdrola	77	319
Endesa	17	109
Unión Fenosa	8	34
Viesgo, Hidrocontábrico, otras	4	20
<b>PRECIO MEDIO (c€/kWh)</b>	<b>42,74</b>	<b>43,38</b>
<b>Retribución total a la FV (Millones euros)</b>	<b>45,37</b>	<b>209,24</b>

Fuente: CNE. (Comisión nacional de la energía).

- En cuanto al número de instalaciones fotovoltaicas en España, éstas se han triplicado en dos años y ya son más del 85% del total de las instalaciones en régimen especial de producción de electricidad, que engloba las energías renovables y la cogeneración. Ello supone un gran avance en el modelo de generación distribuida propio de un sistema eléctrico con una presencia ya creciente e importante de las tecnologías renovables.



Fuente: CNE. (Comisión nacional de la energía).

- Las instalaciones no están igualmente repartidas entre comunidades autónomas en España, aunque ya se equipara Navarra (comunidad de referencia) en favor de otros territorios más ricos en recurso solar, como Valencia, Murcia o Castilla-La Mancha. Extremadura, que comienza a tener un lugar destacado, es la comunidad que está experimentando un desarrollo más acelerado.

SISTEMA	COMUNIDAD	ENERGÍA VENDIDA (GWh)	POTENCIA INSTALADA (MW)
PENINSULAR	Andalucía	50	58
	Aragón	6	8
	Asturias	0	0
	Cantabria	1	1
	Castilla-La Mancha	87	147
	Castilla y León	61	81
	Cataluña	29	38
	Ceuta y Melilla	0	0
	Comunidad Valenciana	58	72
	Extremadura	31	58
	Galicia	3	2
	La Rioja	5	8
	Madrid	14	12
	Murcia	29	65
	Navarra	78	60
	País Vasco	5	7
INSULAR	Baleares	2	1
	Canarias	19	15
Total general		482	634

Fuente: CNE. (Comisión nacional de la energía).

### 1.7.2.1 La industria FV Española

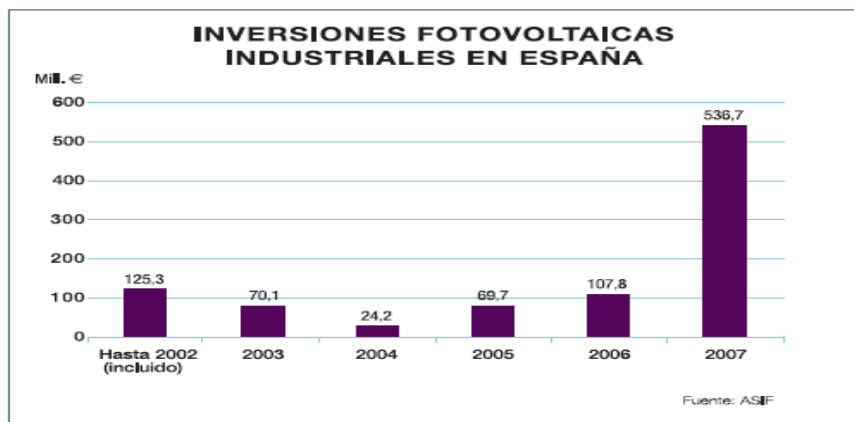
Se viene desarrollando desde hace más de 25 años con tecnología propia, apoyada por diversas instituciones, públicas y privadas, dedicadas a la investigación. En los últimos años, y especialmente en 2007, el crecimiento industrial ha sido impresionante, con la puesta en marcha y el anuncio de numerosos proyectos que van a proporcionar a nuestro mercado productos de toda la cadena de valor de la energía renovable, desde el polisilicio hasta la instalación final. España, a pesar del enorme desarrollo de otros países del mercado internacional, sigue siendo un importante productor de generadores solares y compite en todo el mundo en calidad de líder. Lo único que se ha reducido son las exportaciones a otros países por el desarrollo nacional.

Destacar los avanzados proyectos de nuevos centros de producción de la puntera tecnología de Capa delgada o la gran importancia que está cobrando España como vanguardia mundial de la tecnología fotovoltaica de concentración, tanto en el ámbito de la I+D como en el ámbito de la fabricación.

#### 1.7.2.1.1 Estado de las inversiones en fotovoltaica

La inversión global captada en 2007 por la tecnología fotovoltaica en España ha sido superior a los 5.000 millones de euros, distribuidos entre nuevas instalaciones de producción de electricidad (unos 2.500 millones), la inversión captada por las inversiones en Bolsa (superior a los 2.000 millones) y las inversiones realizadas en nuevas fábricas de equipos y componentes (más de 500 millones), desde células hasta inversores, sistemas de seguimiento u otros elementos del sistema solar.

La inversión industrial se ha multiplicado por cinco en relación con el año anterior. Además el desarrollo se está expandiendo por todo el país, distribuyendo la riqueza y la generación de empleo, tanto directo como indirecto.



Fuente: ASIF (informe 2008).

#### PRODUCCIÓN DE CÉLULAS Y MÓDULOS EN ESPAÑA EN 2007

	CÉLULAS		MÓDULOS	
	PRODUCCIÓN MW	CAPACIDAD MW	PRODUCCIÓN MW	CAPACIDAD MW
Polisilicio	115,00	165,00	149,53	340,30
Capa delgada	n/a	n/a	n/a	n/a
Concentración	n/a	n/a	5	7
<b>Total</b>	<b>115,00</b>	<b>165,00</b>	<b>154,5</b>	<b>347,3</b>

FUENTE: ASIF.

Considerando que la producción de módulos en el mundo en el año 2007, fue del orden de 3.900 MWp (que supone un 60% más que lo instalado en el año) y la de células fue del orden de 3.600 MWp (hay variaciones entre los datos publicados) la industria española presenta en el año 2007 los siguientes ratios:

#### RELACIÓN ENTRE ESPAÑA Y EL RESTO DEL MUNDO EN EL AÑO 2007

Ratio producción española de células / producción mundial	4%
Ratio producción española de módulos / producción mundial	5%
Ratio capacidad española de células / producción mundial	10%
Ratio capacidad española de módulos / producción mundial	18%

FUENTE: ASIF.

### **1.7.3 Instalaciones en edificación en España**

En este apartado, queremos hacer mención a un proyecto emprendedor que se está llevando a cabo en España y que encaja perfectamente con los propósitos de nuestro proyecto (que se desarrolla en los capítulos posteriores 2 y 3) cuyo emplazamiento es un instituto. Además nos sirve como comparación al proyecto de los 100.000 tejados que antes definimos y que se dio en Alemania para una conciencia social y desarrollo de ésta tecnología.

Con el cambio normativo actual y por el que se pretende promover la generación distribuida en la edificación ha surgido el proyecto “Solarizate” por el que, desde la firma en 2002 del primer convenio IDAE-Greenpeace, más de 100 Centros Públicos repartidos por toda la geografía pueden utilizar el Sol para producir electricidad de forma limpia y poner en marcha un proceso de sensibilización sobre las bondades de la energías renovables en general y de la solar en particular.

En concreto en la comunidad de Madrid hay ya 19 centros que disponen de fotovoltaica. Con éste proyecto se quiere dotar de energía solar a centros de enseñanza pública. Ambas entidades han valorado como un éxito el impulso que está suponiendo este convenio para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en nuestro país, y han destacado que la iniciativa se lleva a cabo en un sector estratégico como el de la enseñanza, buscando, fundamentalmente, el efecto ejemplarizante y de concienciación que puede tener entre los jóvenes la proximidad y convivencia con estas tecnologías.

Para el IDAE, el convenio firmado, con una vigencia de cuatro años, forma parte de sus objetivos estratégicos de promoción, difusión y demostración de las ventajas y necesidad de que en España se utilice de manera creciente las energías renovables y la eficiencia energética. Así mismo, esta actuación se inscribe en las previstas por el Plan de Fomento de las Energías Renovables. Por parte de Greenpeace, el proyecto representa un paso más en su campaña para eliminar barreras al uso a gran escala de la energía solar, que considera una de las soluciones fundamentales al cambio climático. La organización ecologista quiere lograr que todos los centros educativos que lo deseen puedan acceder a la energía solar, y reclama un compromiso político a favor de esta energía limpia dentro la urgencia de cumplir el Protocolo de Kyoto.

Otro punto a destacar y que servirá para tener conciencia del crecimiento de ésta tecnología en la edificación es el registro de instalaciones en régimen especial, por el que, con el cambio normativo, aquellas instalaciones posteriores a 2008 están obligadas a diferenciarse entre implantación en suelo o en edificio. Con esto será fácil la identificación y seguimiento de éste tipo de aplicación, y la distribución de las potencias instaladas, ya que antes de 2008 se hace muy difícil identificar en dicho registro las instalaciones implantadas en edificación (Solo son evidentes en algunos casos en las que se detalla algún lugar perteneciente a un distrito urbano y que son de potencia instalada baja).

En los siguientes apartados se muestra la normativa actual de la energía fotovoltaica y un estudio a fondo de su implantación en la edificación. Para acabar con un caso práctico del dimensionamiento de una instalación fotovoltaica en edificio, concretamente en un instituto, compartiendo con esto el propósito perseguido por el IDAE y Greenpeace en el proyecto “solarizate” antes mencionado.

## 1.8 NORMATIVA. MARCO ACTUAL DE LA ESFV DE CONEXIÓN A RED

### 1.8.1 Normativa anterior

- Hasta el 29/09/2008 la actividad de producción de energía eléctrica solar fotovoltaica estaba regida por el RD 661/2007, que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Promoción Estatal de la Energías Renovables como cumplimiento de los compromisos derivados del Protocolo de Kioto, así como por fines estratégicos.
- Retribución fuertemente primada durante 25 años, 0,45€/kWh.
- Superó las expectativas de potencia asignada, problemas derivados:
  - Incremento del coste del sistema eléctrico, repercutiendo en todos los abonados.
  - Disminución de la investigación en I+D, reduciendo el aumento de eficiencia de los sistemas.
  - Creación de un sistema de inversión altamente rentable bajo el amparo del Estado, muy por encima de otros sistemas de inversión públicos y privados.
- Con el fin de retomar el “espíritu” promovido dentro del Plan de Energías Renovables y el RD 661/2007, se publica el RD 1578/2008 en el que se regula la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante energía solar fotovoltaica.

### RD 1578/2008

Busca incentivar la I+D, reduciendo la emisión de gases contaminantes, la dependencia energética y los costes imputables al sistema eléctrico.

Promueve la generación distribuida porque no aumentan la ocupación de territorio y por su contribución a la difusión social de las energías renovables y Garantiza la prima en el pago de la energía producida durante 25 años.

Tipología		Tarifa regulada (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1 (< 20 kW)	34,00
	Subtipo I.2 (> 20 kW)	32,00 (el que nos ocupa)
Tipo II (instalaciones no incluidas en el tipo I)		32,00

Precios sujetos a revisión en función del cumplimiento de los cupos establecidos en el registro de preasignación de retribución.

### 1.8.2 Actualidad

Marcada por “el TEXTO REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología”.

Que expone lo siguiente a modo de resumen: “En agosto de 2005 fue aprobado el Plan de Energías Renovables 2005-2010, con el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética del Gobierno, aumentar la seguridad y calidad del suministro eléctrico y mejorar el respeto al medio ambiente, junto con la determinación de dar cumplimiento a los compromisos internacionales que para España derivan del Protocolo de Kioto y de nuestra pertenencia a la Unión Europea y alcanzar los objetivos



del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.

Dicho Plan de Energías Renovables 2005-2010, que conllevó la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, se debió a un crecimiento de algunas tecnologías inferior al inicialmente previsto y, por otro parte, a un incremento de la demanda notablemente superior a los escenarios manejados en el Plan inicial. Se introdujeron importantes modificaciones al alza de los objetivos de potencia establecidos y, en concreto, el objetivo de potencia eólica en 2010 se amplió de 8.155 MW a 20.155 MW y el objetivo de potencia fotovoltaica se amplió de 150 MW a 400 MW.

El vigente Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece el nuevo marco retributivo a aplicar a las instalaciones de energías renovables y de cogeneración, con objeto de alcanzar en 2010 los objetivos recogidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4).

El crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica está siendo muy superior al esperado. Según la información publicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en relación al cumplimiento de los objetivos de las instalaciones del régimen especial, determinado de acuerdo con los artículos 21 y 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en agosto de 2007 se superó el 85 % del objetivo de potencia instalada fotovoltaica para 2010 y en el mes de mayo de 2008, se han alcanzado ya los 1.000 MW de potencia instalada.

Esta rápida evolución ha comportado numerosas inversiones industriales relacionadas con la tecnología solar fotovoltaica, desde la fabricación de polisilicio, obleas y módulos hasta los seguidores o los inversores, de manera que actualmente en España se pueden producir todos los elementos de la cadena que interviene en una instalación solar fotovoltaica.

Se hace necesario dar continuidad y expectativas a estas inversiones, que además puede contribuir al cumplimiento de los objetivos que fije el nuevo Plan de Energías Renovables 2011-2020, a partir de los objetivos asignados a España en la nueva Directiva de Energías Renovables. Por ello se ha considerado oportuno elevar el objetivo vigente de 371 MW de potencia instalada conectada a la red, recogido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

A tal fin, se propone un objetivo anual de potencia que evolucionará al alza de manera coordinada con las mejoras tecnológicas, en lugar de utilizar la potencia total acumulada para fijar los límites del mercado de esta tecnología. Esto debe ir acompañado de un nuevo régimen económico que estimule la evolución tecnológica y la competitividad de las instalaciones fotovoltaicas en España a medio y largo plazo.

Por otro lado, el marco de apoyo a esta tecnología, que representa el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que ha demostrado su eficacia, debe adaptarse también con la rapidez suficiente a la evolución de la tecnología, para asegurar su eficiencia. Así como una retribución insuficiente haría inviables las inversiones, una retribución

excesiva podría repercutir de manera significativa en los costes del sistema eléctrico y desincentivaría la apuesta por la investigación y el desarrollo, disminuyendo las excelentes perspectivas a medio y largo plazo para esta tecnología. De ahí que se considere necesaria la racionalización de la retribución y, por ello, el real decreto que se aprueba modifica el régimen económico a la baja, siguiendo la evolución esperada de la tecnología, con una perspectiva a largo plazo.

El nuevo régimen económico también pretende reconocer las ventajas que ofrecen las instalaciones integradas en edificios, ya sea en fachadas o sobre cubiertas, por sus ventajas como generación distribuida, porque no aumentan la ocupación de territorio y por su contribución a la difusión social de las energías renovables. El Real Decreto extiende esta ventaja a las instalaciones de carácter agropecuario en coherencia con lo dispuesto en la Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el Desarrollo Sostenible del Medio Rural.

Para garantizar un mercado mínimo para el desarrollo del sector fotovoltaico y, al mismo tiempo, asegurar la continuidad del sistema de apoyo, se establece un mecanismo de asignación de retribución mediante la inscripción en un registro de asignación de retribución, en un momento incipiente del desarrollo del proyecto, que dé la necesaria seguridad jurídica a los promotores respecto de la retribución que obtendrá la instalación una vez puesta en funcionamiento.

Asimismo, se establece una nueva definición de potencia. Con ello se consigue mayor precisión en el procedimiento de cómputo de la potencia de cada instalación fotovoltaica, a efectos de la aplicación de la retribución correspondiente. Se pretende racionalizar la implantación de grandes instalaciones en suelo pertenecientes a una multiplicidad de titulares, de tal forma que se evite la parcelación de una única instalación en varias de menor tamaño, con el objetivo de obtener un marco retributivo más favorable.”

### **1.8.3 Las claves del nuevo decreto**

El nuevo marco regulatorio permite la continuidad del sector fotovoltaico. Los principales cambios que introduce el RD 1578/08, aportado el 26 de septiembre, son la existencia de un registro asociado a un cupo máximo anual de potencia instalada y una tarifa que será calculada según el porcentaje de cobertura de la convocatoria anterior. Aquí se resumen las características más importantes del nuevo decreto:

#### **1.8.3.1 Tarifa**

La tarifa sufre una importante reducción al pasar a 32c€/kWh. Según se recoge en decreto, esta tarifa se mantendrá durante un plazo máximo de 25 años. Las tarifas expuestas se modificarán en las distintas convocatorias según el porcentaje del cupo cubierto en la convocatoria anterior. Si se cubre más de un 75% de cupo la tarifa bajará según una fórmula que recoge el decreto; en el caso que se cubra menos del 75% la tarifa se mantendrá; y por último si durante dos convocatorias consecutivas no se cubre el 50% del cupo, la Secretaría General de la Energía se reserva la posibilidad de incrementar la tarifa. De ésta forma la reducción de la tarifa será automática y su aumento según la voluntad de la mencionada Secretaría General.

### 1.8.3.2 Cupo de potencia

Se establece un cupo de 400MW para el primer año, del cual 267 MW corresponden a tejado (67%) y 133MW a suelo (33%). Teniendo en cuenta que según datos de la CNE, en los seis meses que van de mayo a octubre de 2008 se instalaron 1500 MW, esto supone el 13% de la capacidad de instalación actual. El cupo se dividirá en las convocatorias correspondientes, inicialmente trimestrales, y variará a la inversa de las tarifas. Si éstas bajan aumentará el cupo y si aumentan se reducirá el cupo. Para entrar en cada convocatoria habrá que inscribirse en el “registro de preasignación de retribución”. El procedimiento de inscripción aparece descrito en el artículo 6 del decreto, ordenándose las solicitudes por la fecha de autorización administrativa, la de licencia de obras y la de depósito del aval, en ese orden.

### 1.8.3.3 Documentación necesaria

Para poder entregar la solicitud de inscripción en el registro de preasignación será necesario aportar diversos documentos entre los que se encuentran la autorización administrativa, la licencia de obras, el resguardo de constitución del aval y la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial si se dispone de ella.

### 1.8.3.4 Instalaciones en tejado

El tratamiento de las instalaciones en tejado es, cuando menos, paradójico. Mientras el decreto “pretende reconocer las ventajas de las instalaciones integradas en edificios”, la prima de tejado es igual a las de suelo y solo hay una diferenciación para las instalaciones de menos de 20 KW. Se reserva para instalaciones en tejado el 67% del cupo de potencia instalada, sin embargo el anexo IV “Mecanismo de traspaso de potencia sobre la potencia base” ya refleja el traspaso de potencia de un tipo de instalación a otra para el siguiente cupo si en el anterior no se hubiera cubierto.

## 1.8.4 Normativa vigente de aplicación para la realización de una instalación fotovoltaica. Reglamentación y disposiciones oficiales

Los sistemas fotovoltaicos y sus componentes estarán diseñados de acuerdo con las siguientes leyes, decretos, reglamentos, normas y especificaciones nacionales e internacionales:

**R.D. 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

**R.D. 661/2.007** Real Decreto por el que se establece la metodología para la actuación y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de la producción de energía eléctrica en régimen especial.

**RD 314/2006** de 17 de marzo por el que se aprueba el CODIGO TÉCNICO DE LA EDIFICACIÓN.

**R.D. 1663/2.000** Real Decreto sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

**RD 2224/98** que establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos.

**R.D. 3410/75** Real Decreto sobre Reglamentación General de Contratación.

**RD 3490/2000** en el que se fija el coste de la 1 verificación de la instalación fotovoltaica conectada a red.

**R.D. 1627/97** Real Decreto sobre disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

**Ley 31/1995** Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

**RD 841/2002**, de 2 de agosto, por el que se regula para instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

**RD 842/2002**, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de Baja Tensión Español.

#### **Verificaciones de CTE-HE5**

**CEC 503** Los módulos estarán aprobados y homologados para cumplir los requerimientos de la Comisión Europea de la U.E. (Acuerdo N° 503) en el Centro de Investigación Comunitaria de Ispra, Italia.

Estas pruebas demuestran la idoneidad del producto para su uso en las condiciones más adversas y su perfecto funcionamiento en ambientes con humedad hasta el 100% y rangos de temperatura entre -40°C y +90°C, y soportando velocidades de viento de hasta 180 km/hora.

**Ley 54/1997** Sector eléctrico que establece los principios de un modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, impulsando a su vez el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial RD 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

**RO 1955/2000** Actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

**IEC 364** Instalaciones eléctricas de edificios.

**DC 89/336/CEE** Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética (EMC). Esta Directiva es de aplicación a todos los aparatos eléctricos y electrónicos y a los equipos e instalaciones que tengan componentes eléctricos o electrónicos que puedan crear perturbaciones electromagnéticas o cuyo funcionamiento pueda verse afectado por

dichas perturbaciones, determinando los objetivos o requisitos esenciales de protección a los que deben ajustarse los equipos, en su fabricación y antes de su comercialización.

**DC 73/23/CEE** Directiva Europea de Baja Tensión. Esta Directiva determina los objetivos o exigencias esenciales de seguridad aplicables al material eléctrico destinado a emplearse a una tensión nominal entre 50 y 1000V para corriente alterna y entre 75 y 1500V para corriente continua, y a intercambios intracomunitarios, con la exclusión de algunos materiales y fenómenos.

**Resolución de la Dirección General** de política Energética y Minas en la que se establece el modelo de contrato y factura, así como el esquema unifilar de una instalación fotovoltaica conectada a red (BOE n 148, 2 1/06/2001).

### **Normas particulares de compañías eléctricas y/o comunidades autónomas.**

**Normas UNE:** La Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) establece normativas técnicas para las instalaciones fotovoltaicas, provenientes en su mayoría de los organismos internacionales de normalización electrotécnica. En Europa está la organización de normativas CENELEC (Comité European de Normalisation Electrotechnique) de la comisión europea que es considerada la única reconocida para la normativa europea en su campo. La normativa a nivel mundial se consensua por medio de una organización internacional de normativa SO y de la comisión electrotécnica internacional (IEC). Para el caso de energía solar fotovoltaica dentro del IEC, está el comité técnico TC 82 «Sistemas de energía solar fotovoltaica». Los resultados obtenidos de los trabajos de IEC se publican como normas IEC, que finalmente pasan a normas UNE.

Las normas UNE vigentes específicamente referidas a las instalaciones fotovoltaicas son las siguientes:

**UNE 20.439** Control de aceptación de los contadores de corriente alterna clase II.

**UNE 21.310** Contadores de energía eléctrica de corriente alterna.

Otras normas UNE:

UNE 206001 EX: 97 Módulos fotovoltaicos, Criterios ecológicos.

UNE-EN 60891:94. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.

UNE-EN 60904-1:94 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: medida de la característica I-V de los módulos fotovoltaicos.

UNE-EN 60904-2:98 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: requisitos de células solares de referencia.

UNE-EN 60904-3:94 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.

UNE-EN 60904-5:96 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: determinación de la temperatura de la célula equivalente (**tce**) de dispositivos fotovoltaicos por el método de la tensión de circuito abierto.

UNE-EN 60904-6:97 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: requisitos para los módulos solares de referencia.

UNE-EN 60904-6/A1:98 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: requisitos para los módulos solares de referencia.

UNE-EN 60904-7:99 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: cálculo del error introducido por desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.

UNE EN 60904-8:99 Dispositivos fotovoltaicos. Partes: medida de la respuesta espectral de un dispositivo fv.

UNE-EN60904-1099 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: métodos de medida de la linealidad.  
UNE-EN 61173-98 Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía. Guía.  
UNE-EN 61194:97 Parámetros características de los sistemas fotovoltaicos autónomos.  
UNE-EN 61215:97 Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.  
UNE-EN 61345-99 Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos.  
UNE-EN 61646:97 Módulos fotovoltaicos de lámina delgada para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.  
UNE-EN 61725:98 Expresión analítica para los perfiles solares diarios.  
UNE-EN 61727:96 Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.  
UNE-EN 61277:2000 Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.  
UNE-EN 61724:2000 Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.  
UNE-EN 61701:2000 Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos.  
UNE-EN 61721:2000 Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).  
UNE-EN 61829:2000 Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.  
UNE-EN 61702:2000 Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico de acople directo.  
UNE-EN 61683:2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

## **Resumen de entidades de normalización**

A continuación se tiene un resumen de las organizaciones de normalizaciones más importantes.

**CENELEC** Comité europeo de normalización electrotécnica ([www.cenelec.org](http://www.cenelec.org)).

**IEC** Comisión internacional electrotécnica ([www.iec.ch](http://www.iec.ch)).

**IEEE** Instituto de ingenieros de Radio y instituto americano de ingenieros eléctricos ([www.ieee.org](http://www.ieee.org)).

**ISO** Organización internacional de estandarización [www.iso.ch](http://www.iso.ch).

**AENOR** Instituto español de normalización [www.aenor.es](http://www.aenor.es).



## **1.9 ESTUDIO DE INTEGRACIÓN DE LA ESFV EN LA EDIFICACIÓN**

### **1.9.1 Introducción**

Las instalaciones de integración fotovoltaica en edificios constituyen una nueva aplicación de la energía solar fotovoltaica.

Los últimos avances tecnológicos registrados en materia fotovoltaica, permiten que hoy en día sea posible integrar los paneles fotovoltaicos en las superficies de los edificios como elementos de construcción, dando lugar a una nueva aplicación fotovoltaica, las denominadas instalaciones de integración del sistema fotovoltaico en edificios (BIPV). Estas instalaciones cuentan de partida con la gran ventaja de que son, a día de hoy, la fuente de energía renovable de producción de electricidad que mejor se adapta a las ciudades, gracias a sus características de producción silenciosa y no contaminante. Bajo estas premisas y teniendo en cuenta la cada vez mayor conciencia por el medio ambiente, el futuro que se augura a las instalaciones BIPV es prometedor.

Dentro del sector fotovoltaico, los sistemas BIPV son catalogados como instalaciones completamente diferentes a las convencionales de conexión a red (plantas fotovoltaicas sobre cubierta y sobre terreno con o sin seguimiento solar). A pesar de que comparten ciertos aspectos en común, difieren en el propósito con la que son concebidas.

En las instalaciones fotovoltaicas convencionales existe la idea de producto financiero, en el que el inversor desembolsa un capital, lo amortiza y obtiene unos beneficios al cabo de un periodo de tiempo, gracias, en gran medida, a la prima eléctrica que se fija para este tipo de instalaciones, que es sin duda, la verdadera subvención de la instalación, la que le hace ser un producto rentable y viable. Por el contrario, en las instalaciones BIPV existen otros valores que priman por encima del rendimiento económico, como pueden ser la innovación, la modernidad, la integración con el entorno, la estética, etc.

La energía generada durante el día se destina o bien, a cubrir las demandas eléctricas del edificio o se inyecta directamente a la red eléctrica. Para esta última aplicación, se percibe una prima similar a la de las instalaciones convencionales, sin embargo, al no estar diseñado el sistema en inclinación y orientación para obtener un rendimiento óptimo, el retorno de la inversión se produce en un plazo superior a las instalaciones convencionales. Es importante recalcar que este retorno de la inversión se acabaría produciendo.

Los primeros clientes que han comenzado a interesarse por este producto son los bancos, compañías de seguros, instituciones públicas, etc., que han visto en las instalaciones BIPV una vía de modernizar su propia imagen corporativa y de mostrar al público que se encuentran en la vanguardia en cuanto a desarrollo tecnológico y compromiso con la protección del medio ambiente. En países como Holanda, EEUU, Japón y sobre todo en Alemania, las instalaciones BIPV han tenido una gran aceptación y se han construido un gran número de edificios en los que se han integrado los sistemas fotovoltaicos en distinto grado.

### **1.9.2 Formas de colocar el generador fotovoltaico**

En función de la colocación del generador fotovoltaico respecto al edificio, podemos distinguir varias alternativas que se clasifican como aditivas a la cubierta o fachada o integradas en las mismas.

### **1.9.2.1 Solución aditiva**

En la solución aditiva, se sujetan los módulos fotovoltaicos sobre el suelo, cubierta o la fachada usando una estructura. La instalación fotovoltaica constituye, por lo tanto, un elemento estructural adicional en el edificio, con la única función de generar energía.

### **1.9.2.2 Solución integrada**

En la solución integrada los elementos constructivos de la cubierta o la fachada se sustituyen total o parcialmente por el generador fotovoltaico. La instalación fotovoltaica se convierte en parte de la epidermis del edificio y, además de generar potencia, realiza otras funciones como la de protección frente a la intemperie, aislamiento térmico y acústico, sombreado, seguridad y estética. Esto permite la realización de soluciones de gran efecto visual.

## **1.9.3 Elementos FV de integración en edificios**

Los módulos de tecnología de integración fotovoltaica empleados en las instalaciones BIPV deben ser multifuncionales, es decir, aparte de generar energía eléctrica, deben cumplir todos los requerimientos demandados por las fachadas convencionales: protección contra los agentes meteorológicos, aislamiento de calor y acústico. Además, deben competir a nivel estético con las fachadas convencionales.

Se componen de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas en cristales de vidrio. Las células fotovoltaicas son las responsables de que el panel produzca la energía eléctrica, ya que convierten de forma directa la radiación procedente del Sol en electricidad.

Actualmente, se puede elegir entre dos tipos de células dependiendo de la aplicación que se le vaya a dar al panel: las de silicio cristalino (monocristalinas y policristalinas) y las de película fina (thin film) de silicio amorfo como se ha comentado en los apartados anteriores del presente proyecto. Las primeras poseen una eficiencia de producción eléctrica superior a las de película fina y son las que se emplean mayoritariamente en las instalaciones fotovoltaicas convencionales.

Sin embargo, para aplicaciones BIPV las células solares de capa fina presentan ventajas decisivas en la integración del revestimiento del edificio con respecto a las de base de silicio cristalino. Su rendimiento es mayor ante situaciones desfavorables de baja radiación, como es el caso de iluminación difusa o sombras. Además, su eficiencia en la producción eléctrica no se ve tan alterada por las bajas o por las altas temperaturas.

Estas situaciones de sombras, calentamiento y enfriamiento de los paneles son típicas en los edificios convencionales, por lo que es más conveniente emplear células de película fina.

El otro componente del panel, el vidrio, cumple la función de aportar al panel los requerimientos necesarios en la construcción de edificios. Le dota de la resistencia mecánica necesaria a través de la selección del tipo y espesor del cristal. Otra función importante que cumplen las superficies vidriadas es la de lograr un buen aislamiento térmico en los meses fríos del año. Suelen incorporar también, con vistas a los meses de verano, una protección contra los rayos solares para minimizar, en la medida de lo posible, el aporte de energía calorífica al interior del edificio.

En lo referente a la estética del panel, el vidrio realiza una contribución importante. El amplio rango de colores que presentan los vidrios y en menor medida las células, permite una gran libertad a la hora de diseñar el edificio. El arquitecto dispone de una amplia gama de módulos a la hora proyectar la instalación integrada, desde paneles semitransparentes hasta opacos, colores azules, rojos, negros, etc. Esta gran variedad en el diseño que ofrece la tecnología fotovoltaica integrada es uno de sus principales valores añadidos y es el que anima a los arquitectos a emplear los materiales fotovoltaicos como elementos de construcción en lugar de los convencionales, en su búsqueda de nuevos diseños futuristas y a su vez, respetuosos con el medio ambiente.

#### **1.9.4 Materiales empleados para integración arquitectónica**

Se están desarrollando nuevas técnicas de fabricación y nuevos materiales para poder adaptarlos a la edificación y aumentar las posibilidades de integración.

A continuación se muestran algunas de las nuevas tecnologías que se encuentran en el mercado actual:

##### **1.9.4.1 Vidrio fotovoltaico**

Por ejemplo “El ONYX SOLAR ©” es el primer vidrio fotovoltaico especialmente diseñado para ser instalado en edificios. Sus características hacen posible su instalación en edificios donde la orientación y la inclinación no sea la más óptima (por ejemplo: fachada con orientación norte). Además de producir electricidad, se ha conseguido que sea posible ver a través del vidrio, por lo que su integración es perfecta como vidrio para ventanas o muros cortina. La gama de vidrios fotovoltaicos que ésta empresa proporciona, representativos de otras, podrían resumirse en las siguientes:

- Vidrio laminado fotovoltaico de seguridad

Disponible en diferentes espesores y tamaños. Una de las principales aplicaciones del vidrio laminado de seguridad es el uso en cubiertas y fachadas ventiladas fotovoltaicas, para las que se ha desarrollado un sistema completo de fijación de estructuras, servicios y productos complementarios que permiten su instalación en cualquier tipo de edificación.

- Vidrio fotovoltaico de doble acristalamiento con cámara estanca

Disponible en varios espesores y tamaños. Se compone de dos o más vidrios fotovoltaicos separados entre sí por una cámara estanca, constituyendo así un excelente aislante térmico y acústico. Para su integración en ventanas y muros cortina, se ha desarrollado un vidrio fotovoltaico cuyas conexiones se ocultan tras los perfiles del marco, y su semitransparencia permite ver a través de ellos.

Características generales del vidrio fotovoltaico:

El vidrio fotovoltaico escogido a modo de ejemplo, representativo de los demás, está constituido por Silicio amorfo (a-Si).

El Silicio Amorfo (a-Si) es la forma alotrópica no cristalina que forma el Silicio. Es creado depositando Silicio sobre un sustrato de vidrio mediante un gas reactivo,

generalmente Silano ( $\text{SiH}_4$ ). Este tipo de Silicio presenta características únicas que lo diferencian del Silicio Cristalino habitual. Es capaz de producir electricidad en condiciones de baja luminosidad, y precisamente es esta característica la que convierte al Silicio Amorfo en la materia prima ideal para su utilización en nuestras soluciones para integración arquitectónica.

El vidrio fotovoltaico de seguridad (a-Si) está formado por el laminado de una o más capas delgadas fotovoltaicas alojadas en un sustrato (vidrio). La gama de espesor de una capa es amplia y varía desde unos pocos nanómetros a decenas de micrómetros. Esta tecnología recibe el nombre de Dual Junction.

En resumen, las principales ventajas de éste vidrio en comparación con la tecnología de Silicio Cristalino, son las siguientes:

- Es el primer vidrio fotovoltaico especialmente diseñado para ser instalado en edificios. Este vidrio ofrece unas propiedades que posibilitan su instalación para producir electricidad incluso en los edificios donde la orientación y la inclinación no sea la más óptima (por ejemplo: fachada de orientación norte).
- No es un módulo fotovoltaico tradicional diseñado para la instalación en tierra (huerta solar). Ha sido diseñado especialmente como vidrio de seguridad para la edificación, cumpliendo con el Código Técnico de Edificación.
- Está disponible en diferentes espesores, tamaños y grados de transparencia.
- Obtiene mayor rendimiento a altas temperaturas que los módulos de Silicio Cristalino (c-Si), debido a los coeficientes de temperatura favorables.
- Produce electricidad bajo cualquier condición meteorológica, incluidas las condiciones de poca luminosidad y momentos de nubosidad.
- Produce electricidad a bajo coste (kWh), lo que permite que la inversión de capital sea más baja, y por lo tanto se obtenga un mayor beneficio por Watio producido.
- Es respetuoso con el medio ambiente y tiene un payback inferior (cantidad de tiempo necesario para generar la energía similar a la utilizada en producir un módulo fotovoltaico) a los tradicionales de silicio cristalino.
- Es producido con marco oscuro o bien sin marco, de un color uniforme y estéticamente atractivo. Ideal para la construcción de sistemas de integración arquitectónica en edificios (BIPV) y otras aplicaciones de gran visibilidad.
- Está fabricado con materias primas baratas y disponibles, haciendo que los precios sean mucho más asequibles que los de la tecnología de Silicio Cristalino tradicional.

El Silicio Cristalino, con un coste mucho más alto que nuestro producto, tiene una rentabilidad de ahorro de energía a través de la fachada que cae dramáticamente al no estar adecuadamente orientado mientras que la del Silicio Amorfo es constante. Se optimiza el equilibrio entre el coste y la eficiencia para maximizar la rentabilidad de sus soluciones.

- Al contrario que los módulos tradicionales de Silicio Cristalino, sigue produciendo electricidad incluso aunque una parte del módulo esté cubierta por

hojas, por sombras o por otros objetos que impidan la incidencia directa de fotones en su superficie.

- No sufre desconexiones entre células.

#### **1.9.4.2 Módulos especiales con propiedades de revestimiento**

En éste caso el generador fotovoltaico simula la forma y función de las cubiertas convencionales. Una teja normal solapa en ambos lados del tejado con las tejas próximas de forma que queda totalmente impermeabilizada. En la adaptación de los módulos se ha intentado seguir éste principio, llegándose a desarrollar unos marcos de solapamiento especiales que por lo general pueden encajarse directamente en la cubierta anclados mecánicamente.

#### **1.9.4.3 Estructuras, perfiles y fijaciones**

Los sistemas de fijación deben estar diseñados para asegurar el anclaje de los módulos de vidrio fotovoltaico al revestimiento exterior de la fachada o cubierta ventilada, proporcionando estabilidad y robustez al sistema, incluso ante cargas e impactos accidentales.

Los cálculos estructurales de expansión y contracción de los distintos materiales permiten movimientos lineales de los mismos.

Debido a su reducido peso y dimensiones, las estructuras de Aluminio ofrecen una alternativa al acero, obteniendo beneficios en cuanto al peso y la resistencia a la corrosión.

No solo es posible usar soportes unilaterales o multilaterales, sino también anclajes puntuales o fijación adhesiva como sucede en las fachadas fotovoltaicas.

La fijación de los módulos integrados en edificio se puede hacer de múltiples maneras, según sea en fachada, para sombreado, etc., en los que no entraremos en detalle en el presente proyecto, pero que se mencionan a continuación:

##### **1.9.4.3.1 En fachadas**

Módulos enmarcados: en madera, aluminio u otro material, se integran en paredes de mampostería. Con éste sistema hay que dejar un hueco en la pared para el cableado.

Módulos con juntas a presión: en este caso los módulos van fijados a una estructura soporte de la propia fachada.

Módulos como acristalamiento: Módulos sin marcos que van fijados a una estructura soporte de acero inoxidable o aluminio, por la parte trasera. El resultado es que en la fachada se ven los módulos sin ningún otro elemento constructivo.

Módulos fijados por dos laterales: Fijando los módulos a dos perfiles por la parte posterior, uno por arriba y otro por abajo que a su vez van fijados a la estructura soporte de la fachada. Los laterales de los módulos que no están fijados se unen a los laterales de otro módulo sellando la unión con silicona.

Módulos fijados en varios puntos por sus laterales: fijando los módulos en cuatro o seis puntos mediante abrazaderas de acero inoxidable a la estructura soporte de la fachada con una buena ventilación de los módulos por la parte posterior.

Módulos fijados en varios puntos por su parte posterior: mediante anclajes de chapa para cristales.

Fachadas con los módulos estándar: Es la más sencilla y económica de disponer de una fachada fotovoltaica. Se utilizan los módulos con su marco de aluminio que se fija a la estructura soporte posterior de la fachada.

#### **1.9.4.3.2 En dispositivos de sombreado**

Cabe destacar los siguientes sistemas: Fijación puntual mediante taladros, fijación de módulos con abrazaderas y soporte lineal en laterales (similar al explicado en fachadas).

### **1.9.5 Tipos de instalaciones fotovoltaicas integradas en los edificios**

Todas las partes de la superficie de un edificio pueden ser útiles para colocar una instalación fotovoltaica: cubiertas inclinadas, planas, fachadas,... La integración de módulos fotovoltaicos en edificios puede ser llevada a cabo de muy diferentes maneras y da lugar a un gran abanico de soluciones.

A continuación se detallan los diferentes tipos más extendidos de instalaciones fotovoltaicas integradas en la edificación:

#### **1.9.5.1 En las fachadas**

Las fachadas proporcionan una primera visión del edificio al visitante. Es el medio que suelen emplear los arquitectos y diseñadores para transmitir la idea del edificio y los deseos del cliente a través de un lenguaje de formas y colores.

Si se está interesado en proyectar una imagen futurista, sofisticada y ecológica, los materiales fotovoltaicos ayudarían en gran medida.

Su integración en la fachada puede ser llevada a cabo siguiendo dos maneras diferentes de proceder:

##### **1.9.5.1.1 Módulos sobre fachada**

- La primera de ellas, consiste en integrar módulos fotovoltaicos convencionales sobre una fachada ya construida. Se acoplan directamente mediante sistemas de sujeción tradicionales y no es necesario proporcionar al panel de protección atmosférica. Los paneles más demandados para esta aplicación son los policristalinos, debido a los brillos que emiten en distintos tonos azules y que resultan visibles desde distancias considerables.

##### **1.9.5.1.2 Módulos integrados en la fachada**

- La segunda forma posible de integración, consiste en configurar la fachada del edificio empleando para ello los módulos fotovoltaicos como material de construcción. Los paneles pasan a formar parte integral de la estructura del edificio y como tales, tienen que proporcionar las características resistentes necesarias y protegerles frente a los agentes externos.



En lo referente al diseño arquitectónico, la fachada adquiere una estética muy ordenada y pulcra gracias al perfecto ensamblaje que se logra entre los paneles, un diseño poco común difícil de conseguir con otros materiales. Esta modalidad de integración se realiza en edificios que estén en proyecto, resultando más ventajoso desde el punto de vista económico, porque no requiere un doble gasto en materiales fotovoltaicos y en convencionales de fachada (mármol, granito, etc.). Para hacerse una idea, los materiales de construcción que se emplean en las fachadas tienen un precio orientativo de 250€/m<sup>2</sup> en el caso del metal, de 600€/m<sup>2</sup> para los vidrios de pared cortina, de 700€/m<sup>2</sup> para la piedra y de 1.200€/m<sup>2</sup> para la piedra pulida. Sin embargo, el precio del panel de integración fotovoltaica está en torno a 800€/m<sup>2</sup>.

En el diseño de fachadas fotovoltaicas de edificios de nueva construcción, aspectos tales como la distribución de las ventanas, su orientación y el sistema de ventilación han de ser estudiados detalladamente para conseguir un mayor grado de integración y maximizar la eficiencia energética del edificio.

La fachada principal deberá estar orientada hacia el Sur para que la superficie de exposición al Sol sea máxima. Las ventanas, balcones y grandes puertas también es conveniente que queden orientadas hacia el Sur. Por el contrario, las que se ubiquen al Este, Oeste y sobre todo al Norte, deberán ser el menor número y lo más pequeñas posibles con el fin de evitar las pérdidas de calor. Es conveniente aplicar una ventilación adecuada a los módulos para disipar el calor y mejorar, de esta forma, la eficacia de conversión fotovoltaica.



Integración de módulos fotovoltaicos convencionales en fachada- Schüco.

### 1.9.5.2 Las claraboyas

Es un lugar ideal del edificio para integrar los sistemas fotovoltaicos, dada la gran superficie que suele haber disponible, libre de obstáculos que puedan proyectar sombras sobre los paneles.

Los sistemas fotovoltaicos que preferentemente se emplean en este tipo de aplicaciones son los semitransparentes, ya que estos, aparte de proporcionar electricidad y protección contra los agentes externos, deberán permitir el paso de la luz al edificio.

En las claraboyas, a las múltiples posibilidades de diseño propiamente estético de la estructura, se le añade la de las luces y sombras que se proyectan en el interior del

edificio, lo cual resulta especialmente estimulante desde el punto de vista arquitectónico.



Claraboya Shüco.

### 1.9.5.3 Dispositivos de sombreado solar

Los toldos de ventanas y patios contruidos a base de materiales fotovoltaicos ofrecen soluciones muy creativas y a su vez, son una perfecta vía para realzar los diseños de la fachada. De esta forma el módulo, además de producir electricidad, tendrá otra función como dispositivo de sombreado solar externo. Se recomienda situarlos con una inclinación de 30-35°, más concretamente, de 35° para instalaciones localizadas en el Norte de España y de 30° para el resto de la geografía española. Además, sería recomendable incluir un sistema de ventilación para disminuir la temperatura de los paneles, sobre todo durante los meses de verano. La adopción de estas medidas está encaminada a aumentar su eficiencia energética.



Toldos fotovoltaicos Shücco- Kuppenheim (Alemania).

Si se proyectan en espacios urbanos deben cumplir con los mismos requisitos de seguridad que las cubiertas. En ellos se utilizan módulos de doble cristal y láminas con cristal termoreforzado (estructura de doble hoja) o cristal de seguridad laminado (estructura de triple hoja).

Con respecto a la fijación de estos módulos mencionar que son típicas la fijación puntual mediante taladros, la fijación con abrazaderas, y con soporte lineal en los laterales.

#### **1.9.5.4 En cubiertas**

##### **1.9.5.4.1 Cubiertas inclinadas**

Las cubiertas inclinadas obligan la orientación y prácticamente la inclinación de los módulos por ello se deben verificar las características de la cubierta al iniciar la planificación de la instalación.

###### ***1.9.5.4.1.1 Sobre cubierta inclinada***

En este caso habrá que utilizar una subestructura, normalmente metálica, para sujetar los módulos. La cubierta se conserva y continúa realizando su función normal. Ésta forma de ubicar el generador fotovoltaico sobre la cubierta es la más barata ya que los gastos de montaje y accesorios son bajos. Sin embargo presentan el inconveniente de una menor integración en el edificio ya que todos los componentes, incluidos los materiales de fijación, las conexiones eléctricas y el cableado suelen ser vistos y quedan al a intemperie.

La subestructura metálica debe estar diseñada para soportar los esfuerzos a los que están sometidos los módulos (viento, nieve, dilataciones por temperatura, propio peso de los módulos...) y transferirlos a la estructura de la cubierta sin apoyarse sobre las tejas o el revestimiento del edificio.

El número de anclajes de la subestructura a la cubierta depende de los esfuerzos ejercidos sobre los módulos.

A la hora de diseñar la subestructura de los módulos hay que tener en cuenta la forma de anclaje de ésta a la cubierta. El anclaje se puede realizar a las vigas de la cubierta o independientes de ésta. Si se opta por ser independiente de las vigas existe mayor libertad de emplazamiento sobre la cubierta pero estructuralmente no admiten pesos tan elevados como las que tienen anclajes directos a las vigas de la cubierta.

Existen numerosos tipos de montajes en función del material de la cubierta y del tipo de módulo, con pasos en su instalación bien determinados y desarrollados que no entrare a detallar por no excederme demasiado.

###### ***1.9.5.4.1.2 Integradas en cubierta inclinada***

En éste caso el generador fotovoltaico reemplaza a la totalidad o parte de la cubierta convencional, asumiendo una doble función, por un lado es generador eléctrico y por otro lado sirve como aislamiento térmico y acústico.

Un aspecto diferenciador es que la estructura soporte ha de estar diseñada de forma que se garantice la impermeabilidad al agua de lluvia y nieve por las uniones de los módulos. Si la inclinación de la cubierta es muy pequeña o es plana es necesario instalar una subcubierta impermeable. Con objeto de evitar la humedad procedente de la condensación en la parte posterior de los módulos deberá existir ventilación.

En éste tipo de instalaciones se pueden utilizar los módulos estándar o los módulos especiales con propiedades de revestimiento.

Las instalaciones que utilizan módulos convencionales con o sin marcos utilizan una estructura soporte fija a la cubierta existente. Los módulos se colocan sobre ésta estructura y para lograr la protección contra la intemperie se solapan los módulos como si fueran “tejas” usando juntas herméticas de goma entre los módulos o bajo éstos, con canales de desagüe para drenar el agua que entra.

Los módulos se ventilan de la misma forma que las cubiertas convencionales.

Existen muchas formas de instalar los módulos para que hagan la función de cubiertas, cada una de ellas aplicable bajo ciertas limitaciones, en unas se solapan directamente los módulos y en otras se solapan utilizando elementos de fijación intermedios, que no describiré por no extenderme en exceso.

#### **1.9.5.4.2 Cubiertas planas**

Las cubiertas planas poseen más versatilidad que las cubiertas inclinadas a la hora de colocar los módulos. Permiten una gran libertad en cuanto al diseño del generador: Normalmente es posible conseguir la orientación exacta al sur y lograr la inclinación óptima. No obstante en el montaje sobre cubiertas planas se debe respetar el peso máximo admisible, así como la distancia al borde de la cubierta para no dañar el aislamiento (goteras...).

##### **1.9.5.4.2.1 Sobre cubierta plana**

Las azoteas suelen ser transitables, por lo que hay que tener en cuenta el espacio que ocupa el generador fotovoltaico, para saber las limitaciones de uso de las mismas.

Como ventaja adicional de éste tipo de montaje es que los módulos reducen la carga térmica sobre la cubierta al interponerse entre la cubierta y el sol, prolongando así la vida de la cubierta y aumentando el confort en el interior del edificio.

Con respecto a las estructuras soporte lo normal es usar unos perfiles metálicos fijados a la cubierta similares a los de cubierta inclinada.

Hay muchos tipos de estructuras para azotea plana, que no entrare a describir, pero que pueden ser de dos tipos:

Estructuras fijas, o estructuras con mecanismo de seguimiento de la posición del sol.

Incluso podemos encontrar estructuras capaces de soportar el peso de varios módulos uno encima del otro, utilizadas para ahorrar espacio.

El anclaje de la estructura a la cubierta es fundamental, para ello se tendrán en cuenta los esfuerzos sobre la estructura (por viento...).

Existe un tipo de anclaje que intenta no afectar a la cubierta omitiendo los taladrados. Para ello se colocan placas de hormigón (la cubierta deberá soportar este peso adicional) que por su propio peso sirven de anclaje (los módulos se pueden fijar directamente a la placa de hormigón).

Otra forma es utilizar plástico, en lugar de hormigón, atornillar los módulos al plástico, y rellenar éste con grava para soportar los esfuerzos del viento.

##### **1.9.5.4.2.2 Integradas en cubierta plana**

Los módulos se encuentran totalmente integrados en la propia cubierta. Esta alternativa tiene el inconveniente de que la inclinación obligada, por su integración en la cubierta, puede no ser la óptima, y además, como no suele existir ventilación por la parte

posterior de los módulos, éstos alcanzan temperaturas muy elevadas lo que disminuye su rendimiento.

Otro inconveniente es la dificultad de autolimpieza de los módulos que provoca excesivo polvo y la necesidad de realizar labores de limpieza con mayor regularidad.

Respecto al coste del montaje los módulos de capa delgada se adaptan mejor a esta forma ya que se pueden apoyar directamente en la cubierta.

En cuanto a la instalación eléctrica los cables se instalan debajo de las superficies selladas.

Otras de las muchas alternativas es utilizar planchas de espuma de poliestireno o similares que sirvan de aislante de la cubierta.

#### **1.9.5.4.3 Cubiertas transparentes**

Otra forma de instalar los módulos es haciendo cubiertas que sean más o menos transparentes a base de utilizar módulos con células solares encapsuladas en cristal doble. Para ello se debe utilizar una estructura portante que soporte los esfuerzos mecánicos y absorba las dilataciones térmicas que pudieran producirse. Además se deberán tener en cuenta las medidas necesarias de impermeabilización de la cubierta y evacuación del agua.

#### **1.9.6 Rentabilidad financiera**

La inversión en una instalación de tecnología fotovoltaica integrada resulta viable económicamente. El capital a desembolsar se amortiza en un periodo de tiempo más o menos prolongado, superior al resto de instalaciones bajo condiciones similares.

Los beneficios económicos que se obtendrían no serían únicamente los derivados de la producción de electricidad como sucede en el resto de instalaciones fotovoltaicas sino también los procedentes de proyectar una imagen futurista, respetuosa con el medio ambiente y los debidos a la revalorización del edificio. Estos últimos, son difíciles de cuantificar.

En la valoración del rendimiento energético, el emplazamiento del edificio y sobre todo la orientación de los paneles son los factores principales que han de tenerse en cuenta. En el propio edificio, existen grandes diferencias en función de la superficie del edificio en la que se integre y del ángulo con el que se oriente. Las zonas de mayor producción eléctrica son el tejado y las claraboyas. En el lado opuesto, se sitúan las fachadas, donde los paneles juegan un papel más estético.

La imposibilidad de orientar gran parte de los paneles con un ángulo de inclinación óptimo, es precisamente el motivo principal de que el periodo de retorno de la inversión resulta más prolongado en el tiempo que en los sistemas convencionales.

La relación final entre el coste y el rendimiento de la instalación se puede mejorar si la integración es estudiada desde el inicio del proyecto y no una vez que el edificio se encuentre construido. En este sentido, el análisis de las distintas posibilidades de integración fotovoltaica a medida que se van tomando decisiones sobre las características del edificio, (tamaño, orientación, etc.) posibilita una mejor eficiencia energética y un ahorro en posibles modificaciones estructurales que se tendrían que realizar con posterioridad.



### 1.9.7 Empresas dedicadas a la integración FV en edificación y proyectos emprendedores

Como se cometa en apartados anteriores, se hace difícil encontrar instalaciones integradas en edificios anteriores a la fecha de 2008 pues no era obligado diferenciar el uso en suelo o en edificio en el registro de instalaciones en régimen especial. Con el cambio regulatorio actual esto es ya una exigencia.

No obstante, a continuación se identifican casos relevantes y revolucionarios de años pasados, y proyectos actuales y de futuro:

-**TFM** se fundó en el año 1992 y ha ido creciendo juntamente con la energía solar, siendo uno de los protagonistas destacados a nivel europeo.

Los sucesivos proyectos han ido incorporando innovaciones tecnológicas que han sido el modelo para otras actuaciones.

La biblioteca de Mataró (1995) supuso un hecho en este sentido, y proyectos más recientes han reafirmado el papel líder de TFM en el escenario fotovoltaico.

TFM ha destacado desde sus inicios por la introducción de criterios arquitectónicos en sus proyectos. La biblioteca Rompeu Fabra de Mataró es un prototipo de edificio térmico-fotovoltaico equipado con módulos fotovoltaicos multifuncionales integrados, que producen energía eléctrica y térmica. En concreto, la fachada está formada por células policristalinas semitransparentes y las placas fotovoltaicas de la azotea, por células encapsuladas en módulos opacos y semitransparentes. El sistema fotovoltaico, de una potencia instalada de 53 kWp, está conectado a la red eléctrica. El proyecto, que es el primero de estas características llevado a cabo en la Unión Europea, ha recibido una subvención de la DG XII en el marco del programa Joule II.

Actualmente, con los cambios normativos y la aparición de nuevos mercados, TFM se ha especializado en instalaciones fotovoltaicas en cubiertas industriales, tanto en la modalidad llave en mano, como en la de alquiler de las cubiertas.



Biblioteca Rompeu Fabra de Mataró. Instituto Catalán de energía.

Desde el año 2007, TFM forma parte del **GRUPO COMSA**, desde donde ha empezado una expansión y crecimiento sostenidos, en un sector en claro ascenso.

Como proyectos destacados fotovoltaicos de conexión a red, de esta empresa, podemos citar:

Biblioteca “Rompeu Fabra”, Imagina visual center, La Salle, el Ayuntamiento de Barcelona, Pérgolas de Vallveric, Ecoparc, Ayuntamiento Mollet del Valles, UPC (campus tecnológico de Castelfels)....



-**Grupo Abasol** es una empresa acreditada por el instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), es miembro de la Asociación de la industria Fotovoltaica (ASIF) y de la Asociación de la Industria Solar Térmica Española (ASIT). También forma parte de SOLPYME, HELIOS y AESOCAL. A destacar su proyecto en el Complejo Socio-Sanitario para el Alzheimer de la Fundación Reina Sofía. En él se combinan la protección frente a la radiación solar y la generación fotovoltaica, en un claro ejemplo de integración arquitectónica y apuesta por las energías renovables.

-La cubierta solar fotovoltaica de la Torre de Cristal es el proyecto solar fotovoltaico más alto del mundo. La compañía **Martifer Solar** se ha encargado de la instalación y de la ingeniería de la cubierta de la Torre de Cristal, situada en la cima de este rascacielos madrileño de 245 metros. La cubierta de integración arquitectónica usa silíceo policristalino con tecnología vidrio-vidrio de La Veneciana de **Saint-Gobain**, empresa que ha desarrollado los materiales de construcción y parte fundamental del proyecto. Esta instalación de la Torre de Cristal es el proyecto solar fotovoltaico más alto del mundo.



La empresa La Veneciana de Saint-Gobain se ha encargado del diseño y suministro del material fotovoltaico de integración arquitectónica usado para la cubierta. Se trata de dos capas de vidrio entre las cuales se fijan las células solares fotovoltaicas de silíceo policristalino. La cubierta, de 285 m<sup>2</sup>, generará más 32 kW pico de energía solar fotovoltaica que irán destinados al mantenimiento del edificio, contribuyendo con ello a su abastecimiento y autosuficiencia energética.

Torre de Cristal de Madrid

Otros ejemplos (futuros proyectos):



La Fachada fotovoltaica del nuevo Windsor.

Nuevo Windsor: Se prevé que se abra en 2011. Acogerá los mayores grandes almacenes de Europa. En su fachada se instalará un módulo curvo de placas solares que garantizará la producción de energía limpia para el inmueble. Con el objetivo de integrar al máximo los paneles solares en la fachada del edificio y potenciar sus posibilidades compositivas, se han proyectado dos zonas distintas para la situación de las placas. En el frente oeste se instalarán, a modo de un gran muro cortina, 173 paneles de 21 centímetros de largo por 12 de ancho con una potencia estimada de 49.436 vatios (Zona de la esquina).

Por su parte, en la fachada suroeste, de forma cilíndrica, se instalarán 800 paneles de 20 centímetros cuadrados cada uno con una potencia estimada global de 9.376 vatios. (En esta zona las placas se introducen a modo de coronas horizontales, como si fueran unas viseras o parasoles, a razón de dos coronas por cada planta, según los artífices de la obra). Pero, aunque la estética salga ganando con esta distribución, la rentabilidad de la energía solar queda menguada, (ya que orientada de este modo tendrá menos rendimiento que si estuviera en la posición óptima, es decir, mirando al sur por lo que se puede decir que la ubicación de los paneles pone de manifiesto que el empleo de las fuentes renovables se ha condicionado al diseño, y no al revés).

## FABRICANTES DE MÓDULOS E INVERSORES

### Paneles fotovoltaicos:

CONERGY [www.albasolar.com/](http://www.albasolar.com/)  
GE Energy – Solar [www.gepower.com/prod\\_serv/products/solar](http://www.gepower.com/prod_serv/products/solar)  
ATERSA [www.atersa.com](http://www.atersa.com)  
BP SOLAR [www.bpsolar.es](http://www.bpsolar.es)  
EEPro [www.eepro.de](http://www.eepro.de)  
EUROSOLARE [www.enitecnologie.it/fotovoltaico/](http://www.enitecnologie.it/fotovoltaico/)  
ERSOL [www.ersol.de](http://www.ersol.de)  
EVERGREEN [www.evergreensolar.com/](http://www.evergreensolar.com/)  
First Solar [www.firstsolar.com/index.html](http://www.firstsolar.com/index.html)  
FREE ENERGY [www.free-energy.net/](http://www.free-energy.net/)  
HELIOS [www.heliotechnology.com](http://www.heliotechnology.com)  
ISOFOTÓN [www.isofoton.com/html/productos7b.htm](http://www.isofoton.com/html/productos7b.htm)  
GAMESA SOLAR [www.gamesa.es](http://www.gamesa.es)  
KANEKA [www.kaneka.co.jp](http://www.kaneka.co.jp)  
KYOCERA [www.kyocerasolar.de/](http://www.kyocerasolar.de/)  
Microsol (India) [www.microsolpower.com](http://www.microsolpower.com)  
MITSUBISHI [www.global.mitsubishielectric.com/bu/solar/](http://www.global.mitsubishielectric.com/bu/solar/)  
MSK CORPORATION [www.msk.ne.jp/english](http://www.msk.ne.jp/english)  
PHOTOWATT [www.photowatt.com/](http://www.photowatt.com/)  
RWE SCHOTT Solar [www.rweschottsolar.com/](http://www.rweschottsolar.com/)  
SCHEUTEN SOLAR [www.scheutensolar.de/e/index.htm](http://www.scheutensolar.de/e/index.htm)  
SCHÜCO [www.schueco.com](http://www.schueco.com)  
SHELL SOLAR [www.jhroerden.com](http://www.jhroerden.com)  
SOLARWORLD [www.solarworld.de](http://www.solarworld.de)

### Inversores fotovoltaicos:

INGETEA [www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
ITER S.A. [www.iter.es](http://www.iter.es)  
SMA [www.sma.de](http://www.sma.de)  
SOLARMAX [www.solarmax.com](http://www.solarmax.com)  
XANTREX [www.xantrex.com](http://www.xantrex.com)

## 1.9.8 Código técnico de la edificación HE-5 para instalaciones fotovoltaicas en edificación

### 1.9.8.1 Consideraciones

**Estado:** aprobado recientemente (17 de marzo de 2006). Entró en vigor el 29 de Septiembre de 2006 para el HE-4 y el HE-5. Incluye en la Sección HE 5: Producción de electricidad con energía solar fotovoltaica.

**Objetivo:** Regular la obligatoriedad de realizar instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en ciertos edificios.

**Ámbito de aplicación:** ciertos edificios (comercial hipermercado, comercial multitienda y centros de ocio, comercial gran almacén, oficinas, hoteles y hostales, hospitales y clínicas, y pabellones de recintos feriales), que en función de la superficie ocupada y el uso de los mismos, estarán obligados a incorporar instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de una potencia determinada.

**Potencia eléctrica:** Exige una potencia pico mínima a instalar en cada edificio. Esta potencia es función del uso del edificio, de la zona climática donde se ubique el edificio, y de la superficie construida del mismo. En general, la potencia mínima es de 6,25 kWp en el generador fotovoltaico y 5 kW en inversores.

### 1.9.8.2 Ámbito de aplicación

- Cuando superen los límites establecidos en la tabla

Tipo de uso	Límite de aplicación
Comercial hipermercado	5000 m <sup>2</sup> construidos
Comercia multitienda y centros de ocio	3000 m <sup>2</sup> construidos
Comercial gran almacén	10000m <sup>2</sup> construidos
Oficinas	4000m <sup>2</sup> construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellón de recintos feriales	10000 m <sup>2</sup> construidos

- Potencia eléctrica mínima podrá disminuirse justificadamente, en los siguientes casos:
  - a) Cuando se cubra con otras fuentes de energía renovables.
  - b) Emplazamiento no acceso a sol y no existen alternativas.
  - c) Rehabilitación de edificios, configuración existente o normativa urbanística.
  - d) Edificios nuevos, limitaciones por normativa urbanística.
  - e) Protección histórico artística.
- Apartados b), c) y d) justificar la inclusión de medidas o elementos alternativos que produzcan un ahorro eléctrico equivalente a la producción de FV (iluminación, regulación de motores, equipos más eficientes).

### 1.9.8.3 Procedimiento de verificación

Debe seguirse la secuencia que se expone a continuación:

- a) Cálculo de la potencia a instalar en función de zona climática.
- b) Comprobación de pérdidas debidas a orientación e inclinación de placas
- c) Cumplimiento de las condiciones de cálculo y dimensionado.
- d) Cumplimiento de las condiciones de mantenimiento.

### 1.9.8.4 Caracterización y cuantificación de las exigencias

- Potencia pico MÍNIMA a instalar  $P = C \cdot (A \cdot S + B)$
- S= superficie construida del edificio. Diferentes recintos, suma de los mismos.

Tipo de uso	A	B
Comercial hipermercado	0,001875	-3,12500
Comercial multitienda y centros de ocio	0,004688	-7,81250
Comercial gran almacén	0,001406	-7,81250
Oficina	0,001223	1,35870
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81250
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,28947
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81250

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

• Pérdidas límite.

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

• En todos los casos se han de cumplir las tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos. Se considerará como la orientación óptima el sur y la inclinación óptima la latitud del lugar menos 10°.

• Por razones arquitectónicas excepcionales no se puede instalar toda la potencia exigida cumpliendo los requisitos de pérdidas, se justificará esta imposibilidad siempre buscando la solución óptima de acuerdo con la disposición de la instalación y la configuración del edificio.

### 1.9.8.5 Cálculo

#### 1.9.8.5.1 Condiciones generales de la instalación

- Los sistemas que conforman la instalación solar fotovoltaica conectada a la red son los siguientes:

- Sistema generador fotovoltaico.
- Inversor que transforma la corriente continua producida por los módulos en corriente alterna.
- Conjunto de protecciones, elementos de seguridad, de maniobra, de medida y auxiliares.

-Potencia pico o potencia máxima del generador aquella que puede entregar el módulo en las condiciones estándares de medida:

- Irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup>.
  - Distribución espectral AM 1,5 G.
  - Incidencia normal.
  - Temperatura de la célula 25 °C.
- Requisitos del RD 1663/2000 y normativa aplicable.

### **1.9.8.5.2 Criterios generales de cálculo**

- Módulos deben satisfacer UNE-EN 61215:1997 (silicio cristalino) y UNE-EN 61646:1997 (capa delgada) y cualificados por algún laboratorio (TÜV, Ispra, Ciemat).
- Módulo llevará de forma indeleble identificación con modelo, nombre, potencia pico y número de serie.
- Módulos Clase II y protección mínima IP65. Conectores que permitan desconectar, de forma independiente cada rama del resto del generador.
- Instalaciones integradas en cubierta, que actúen de cubierta del edificio, la estructura y la estanqueidad entre módulos cumplirá la parte correspondiente del CTE.
- Inversores cumplirán directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.
- Características básicas de los inversores: principio de funcionamiento (fuente de corriente), autoconmutado, seguimiento del punto de máxima potencia del generador, no funcionará en isla.
- La potencia del inversor será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico.

### **1.9.8.6 Mantenimiento**

#### **1.9.8.6.1 Plan de vigilancia**

- Operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

#### **1.9.8.6.2 Plan de mantenimiento preventivo**

- Operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
- Realizarse por personal técnico especializado, todas operaciones consignadas al libro del edificio.
- Incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles ó desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.
- Revisión semestral: Protecciones eléctricas, estado de los módulos, del inversor, estado mecánico de los cables.

## **CAPÍTULO 2: DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA**

Como ya se ha comentado anteriormente, con objeto del cambio normativo actual, donde se pretende desarrollar la generación distribuida en la edificación, se propone el presente proyecto de instalación integrada en la cubierta de un edificio, favoreciendo así el desarrollo sostenible en nuestro país y por consiguiente en el mundo.

### **2.1 Ubicación**

La ubicación de la instalación será en la cubierta de un edificio situado en el término municipal de Las Rozas de Madrid. Se ha pensado en dos edificios de los muchos posibles, ambos pertenecientes al mismo término municipal. El primero sería un instituto de la localidad situado en la AV. de España de la misma, y el segundo un edificio con múltiples salas de cine situado en el centro de ocio Herón city y que también cumple las características dimensionales que requiere nuestra instalación. Analizaremos ambos emplazamientos según se indica en el CTE-H5 (código técnico de la edificación).

No obstante el presente proyecto puede servir para acondicionarse a otros lugares de la comunidad, de características técnicas y estructurales similares.

### **2.2 Análisis del emplazamiento**

#### **2.2.1 Primera opción: Instituto**

Empezaremos a analizar el instituto como emplazamiento principal:

Según el CTE-HE5 para instalaciones fotovoltaicas en edificios y sobre el que anteriormente hemos hecho referencia (apartado 1.9.8 del capítulo 1) los edificios dedicados a docencia, como es el caso, no figuran en la tabla pertinente de tipo de uso del local ni tienen por tanto ninguna limitación de potencia mínima a instalar.

Se ha pensado en éste emplazamiento, por ser ideal para la instrucción de los alumnos y servir de ejemplo para la divulgación de éste tipo de energía limpia entre las nuevas generaciones.

Con la normativa anterior, en el registro de instalaciones fotovoltaicas del ministerio de industria, no era obligado diferenciar entre instalaciones en suelo o en edificios, y por ello es difícil encontrar antecedentes similares a éste emplazamiento. No obstante se puede mencionar La Biblioteca de Mataró como buen referente (ver apartado 1.9.7 del capítulo 1). Sin embargo con el cambio normativo esto es un requisito, por ello sería un buen referente en el registro como instalación en edificio dedicado a docencia. Además, como se ha comentado en el apartado 1.7.3 del capítulo 1, compartimos el propósito del proyecto “Solarízate” al elegir éste emplazamiento.

Al no tener una limitación de potencia exigida (además cumpliría las demás exigencias de pérdidas límite del CTE-HE5, por estar en orientación e inclinación óptima y estar fuera de zona de sombras) el dimensionado de la instalación se ha hecho en base a criterios de facilidad de montaje y espacio disponible teniendo en cuenta lo siguiente:



La superficie necesaria para poder generar 1kWp se estima entorno a los 10m<sup>2</sup>. La azotea del edificio dispone de una superficie de 30 x 40 m que suponen 1200 m<sup>2</sup>. Si hacemos una aproximación podríamos generar unos 120kWp, no obstante se han de tener en cuenta distancias de seguridad entre paneles así como distancia de seguridad para el propio tránsito de personas que no suponga riesgo alguno ni entorpezca las labores de mantenimiento y, por supuesto, el coste y rentabilidad de la planta.

Además he tenido en cuenta una disposición de módulos e inversores que favorezca la instalación, siendo su disposición de una cierta simetría, como se puede apreciar en los planos (vista superior de la planta y disposición de los módulos) y que iría a favor de una buena distribución del peso en la azotea del edificio y de todo lo mencionado anteriormente (Mantenimiento, docencia, Paso...).

Teniendo esto en cuenta y tras realizar varias simulaciones con el programa PVSYST se ha encontrado una disposición que se adecua a las características estructurales del edificio y que se detalla a continuación.

Como se ha comentado, en el presente proyecto se propone construir una instalación de 53 kWp de energía solar fotovoltaica conectada a red en la cubierta de un instituto situado en la comunidad de Madrid en el municipio de Las Rozas.

La parte del edificio que se quiere aprovechar para realizar la instalación está libre de sombras. La instalación que se pretende construir se procurará la máxima integración en el edificio.

Datos generales:

- Tipo: Instalación Fotovoltaica conectada a red.
- Número total de paneles fotovoltaicos: 240 (24 ramales paralelo de 10 módulos en serie cada uno).
- Modelo de módulo fotovoltaico: SW 220 Wp (policristalino).
- Potencia unitaria de cada módulo fotovoltaico: 220 Wp.
- Potencia c.c. total instalada: 52.8 kWp (STC).
- Número total de inversores IG60 de 5.000 W: 12.
- Potencia c.a, nominal de la instalación:  $(4.6 \cdot 12) = 55.2$  kW.
- Potencia c.a. máxima de la instalación:  $(5.1 \cdot 12) = 61.2$  kW.
- Tensión nominal de la instalación: 400/230 V.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Factor de potencia: 1

Nota: Los resultados de la simulación se muestran en los anexos, así como los planos de la vista de la planta superior del edificio con la disposición de los módulos y el cálculo pertinente de distancias de seguridad, área aprovechada por los módulos y área de seguridad.

A continuación mostramos en éste capítulo el cálculo de las distancias (que también se muestra en los planos dedicados a ello) y las áreas utilizadas (útil y de seguridad). Y mostraremos los planos “en pequeño” para mayor facilidad de lectura/consulta del proyecto.

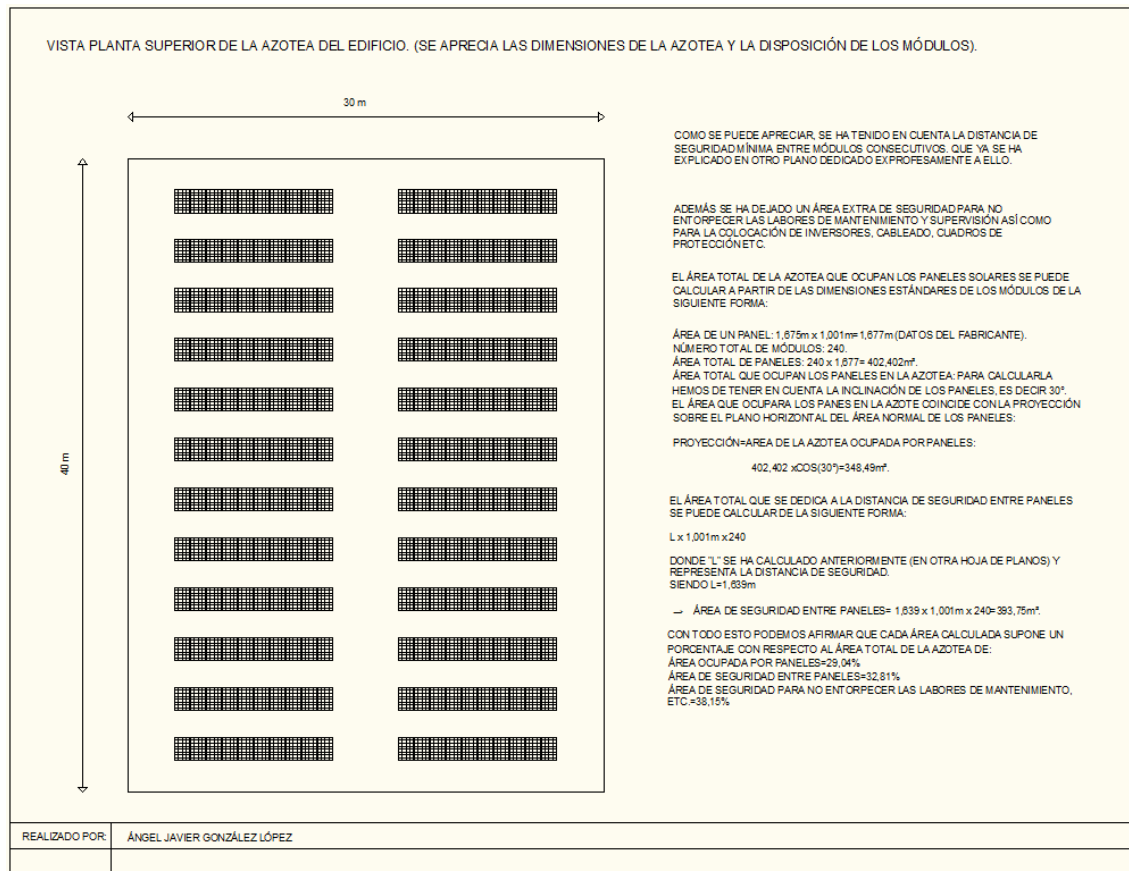


Figura: Plano “en pequeño” de la azotea: Ver en anexo a tamaño A3.

El área total de la azotea que ocupan los paneles solares se puede calcular a partir de las dimensiones estándares de los módulos seleccionados de la siguiente forma:

Área de un panel:  $1,675\text{m} \times 1,001\text{m} = 1,677\text{m}$  (Datos del fabricante).

Número total de módulos: 240.

Área total de los paneles:  $240 \times 1,677 = 402,402\text{m}^2$ .

Área total que ocupan los paneles en la azotea:

Para calcularla hemos de tener en cuenta la inclinación de los paneles, es decir,  $30^\circ$ .

El área que ocupan los paneles en la azotea coincide con la proyección sobre el plano horizontal del área normal de los paneles:

PROYECCIÓN = área de la azotea ocupada por los paneles:

$$402,402 \times \cos(30^\circ) = 348,49\text{m}^2.$$

El área total que se dedica a la distancia de seguridad entre paneles puede calcularse de la siguiente forma:

$$L \times 1,001\text{m} \times 240$$

Donde "L" se calcula más adelante y representa la distancia de seguridad:

Siendo  $L=1,639\text{m}$  (cálculo más adelante).

$$\rightarrow \text{Área de seguridad entre paneles} = 1,639 \times 1,001\text{m} \times 240 = 393,75\text{m}^2.$$

Con todo esto podemos calcular el porcentaje que cada una de las áreas calculadas supone sobre el total de la azotea:

Área ocupada por paneles = 29,04%.

Área de seguridad entre paneles = 32,81%.

Área de seguridad para no entorpecer las labores de mantenimiento, Etc.=38,15%.

A continuación se muestra el cálculo de la distancia de seguridad entre paneles "L+C".

En equipos de utilización de todo el año, o en invierno, el día más desfavorable es el 21 de Diciembre.

En éste día la altura solar mínima al mediodía solar tiene el valor:

$$\phi \text{ MÍNIMO} = (90^\circ - \text{Latitud del lugar}) - 23^\circ$$

Latitud en Madrid:  $\approx 40^\circ$

Por lo que en nuestro caso obtenemos un  $\phi \text{ MÍN} = 27^\circ$

Los  $23^\circ$  se refieren a la inclinación que presenta el eje de la tierra en el espacio.

Por tanto la distancia mínima entre paneles para que la fila anterior no provoque sombras sobre la posterior es:

$$\text{DIST MÍN} = B \cdot \cos(30^\circ) + [B \cdot \sin(30^\circ) / \tan(\phi \text{ MÍNIMA})]$$

Aplicando la ecuación para nuestras condiciones de partida (instalación en Madrid):

$$\text{DIST MÍN} = B \cdot \cos(30^\circ) + [B \cdot \sin(30^\circ) / \tan(27^\circ)] = 3,09\text{m}$$

Donde:

A = Anchura del panel.

B = Longitud del panel.

H = Distancia que hay desde el punto alto del panel al suelo (una vez colocado en posición de captación).

L+C = Distancia mínima entre paneles.

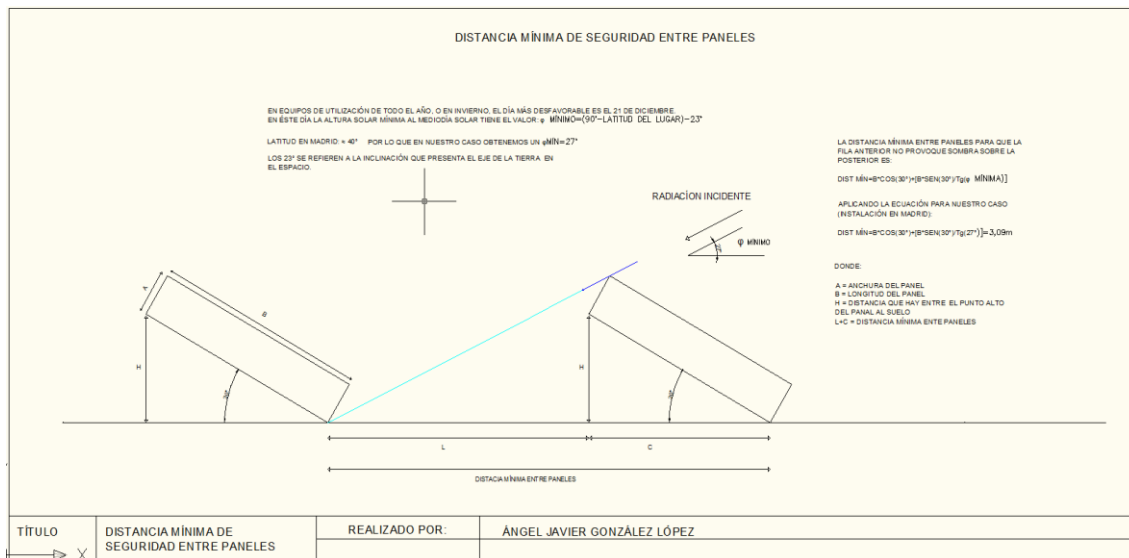


Figura: Plano “en pequeño” de la distancia de seguridad: Ver en anexo a tamaño A3.

Gracias a hacer éste análisis del emplazamiento (espacio disponible, áreas y distancias de seguridad, kWp producidos, N° módulos necesarios, inversores...) se puede afirmar que la producción eléctrica de la instalación es muy adecuada a las características estructurales y dimensionales del edificio y se adapta completamente a los objetivos que se persiguen con el presente proyecto.

### 2.2.2 Segunda opción: Edificio centro de ocio “multisalas” de cine

Nuestra segunda opción de las múltiples posibilidades es el centro de ocio Herón City situado en el mismo término municipal que el anterior y por tanto con las mismas circunstancias meteorológicas e irradiación.

Lo único que hemos de tener en cuenta en este caso, y por ello se ha seleccionado este emplazamiento (pues uno de los objetivos del presente proyecto es el de aprender), es que este tipo de edificio sí se contempla en el CTE-HE5 y tiene un requisito de potencia mínima a instalar.

A continuación veremos cómo con la producción seleccionada anteriormente cumplimos con dicho requisito de potencia mínima a instalar, pudiendo ser entonces esta segunda opción totalmente válida.

Las características dimensionales del edificio son muy similares, incluso habría mayor área disponible para seguridad.

Según el CTE-HE5 los centros los centros multitienda y centros de ocio (nuestra 2ª opción) tienen un límite de aplicación de  $3000\text{m}^2$  construidos, límite que cumple nuestro emplazamiento.

Además el requisito de potencia mínima a instalar se calcula de la siguiente forma:

$$P = C \cdot (A \cdot S + B)$$

Don de “A” y “B” Son constantes en función del tipo de local y “C” es una constante en función de la zona climática.

Particularizando para nuestro local:

S= superficie construida del edificio = Aproximadamente unos 7500m<sup>2</sup>.

A= 0.004688

B= -7.81250

C= (1.3; 1.4) Para Zona IV y zona V.

Haciendo el cálculo para la superficie aproximada indicada y cogiendo el caso de Madrid (zonaIV,) necesitaríamos una potencia mínima de 35,55kWp, que está por debajo de la producción que he seleccionado anteriormente (53kWp), por lo que también sería un buen edificio para instalarse y que con el cambio de normativa estaría obligado a hacerlo por superar el límite de superficie construida indicado por el CTE-HE5 que hemos mencionado anteriormente (si fuese un edificio de nueva construcción). Además cumpliría las exigencias de pérdidas límite del CTE-HE5 al no superarlas.

Además este emplazamiento tiene la ventaja propagandística y divulgativa ya que es utilizado por miles de personas y serviría de modelo para futuras instalaciones fomentando el uso y disfrute de la Energía Solar Fotovoltaica en la provincia de Madrid y sirviendo como instalación para la divulgación de las energías renovables en la provincia de Madrid que son dos de los objetivos del presente proyecto.

Nota: En el presente proyecto siempre que nos refiramos a la instalación y dimensionado estaremos hablando de nuestra primera opción, el instituto.

### 2.3 Datos de partida de proyecto

A continuación se detallan los datos considerados para el dimensionado, que ya se han justificado en el apartado anterior (2.2.1) y algunas consideraciones extras del dimensionamiento eléctrico:

Situación geográfica	Madrid (Las Rozas)
Datos de radiación	Se ha considerado los datos de MADRID.
Tipo de sistema	Conexión a Red, 400 Vac 50 Hz
Requerimientos de Potencia (no lo exige el CTE-HE5)	53 kWp potencia generada por paneles de 240 Wp de Silicio Policristalino.
Información requerida	Cubierta del Edificio (plana).
Orientación de paneles	Orientados al Sur. (óptima)
Inclinación de los paneles	30° (óptima)
Conexión	A red con contadores y protecciones.
Tipo de módulo	SW 220 de Solar World
Tipo de inversor	Fronius IG60 de 5kW de Pmáx.

- La disposición de los módulos será la siguiente: Instalados en tejado.
- La disposición de la instalación será la siguiente:

12 Inversores IG60 para 10 módulos en serie x 24 cadenas: 20 módulos por inversor.

Por lo tanto la disposición será de la forma de un inversor por cada dos ramales.

Nota: ver disposición en diagrama unifilar correspondiente en el los anexos.

En total módulos instalados: 240 módulos.

- Justificación del número de inversores:

La razón de haber usado varios inversores monofásicos en lugar de un gran inversor trifásico, es la de la disponibilidad, es decir, si hiciésemos uso de un solo inversor trifásico y éste se estropease, habría que cambiarlo o repararlo lo que mantendría la planta sin funcionamiento durante un tiempo, mientras que usando varios inversores monofásicos esto no sucedería y podría seguir usándose la planta provisionalmente.

Otra razón que hemos tenido en cuenta es que cada inversor “absorba” el mismo número de ramales, y de módulos por ramal que los demás, por simetría estructural y equilibrio eléctrico del sistema.

Además es necesario hacer uso de un número de inversores que sea divisible por tres (número de fases de un sistema trifásico y al que se conectará la instalación), pues deberemos formar grupos de inversores (grupos de 4 inversores a cada una de las líneas de la red trifásica) que no provoquen desequilibrios en las fases de la red donde se conectan. Ya que de haber un número distinto de inversores en una de las líneas, ésta estaría desequilibrando el sistema de forma permanente y sería perjudicial para la instalación. No obstante, con nuestro sistema seleccionado, que es totalmente equilibrado, si se produjese un fallo en algún inversor, el sistema podría seguir funcionando de forma provisional durante el tiempo que tarde la reparación o sustitución del elemento dañado.

- Justificación del número de módulos:

Como ya hemos comentado y justificado anteriormente, el dato de 53 kWp que he seleccionado se adecua bastante bien a las exigencias estructurales del edificio (ver apartado 2.2.1 del presente proyecto). Tras la explicación del número de inversores es fácil deducir que hemos necesitado un número de módulos (e inversores) capaz de alcanzar dicho valor de generación, y capaz de ser agrupados en ramales (grupos de dos ramales de 10 módulos cada ramal por inversor) de tal forma que cada inversor absorba el mismo número de módulos y no queden grupos de inversor-ramal desequilibrados.

Al haber seleccionado 240 módulos por 12 inversores en ramales serie de 10 módulos por ramal, la instalación queda agrupada perfectamente, cumpliendo con las exigencias de conexión a red que impone la normativa y consiguiendo además una buena distribución estructural y de fácil instalación en la azotea del edificio (ver apartado 2.2.1).

## **2.4 Cálculo de la Instalación Fotovoltaica**

Todos los sistemas de energía solar fotovoltaica son diseñados con un sofisticado software de dimensionado, para suministrar una fuente fiable de energía en corriente continua, en la ubicación exacta donde la energía es requerida. Estos programas han sido probados durante más de 15 años con éxito en instalaciones a lo largo de todo el mundo.

Mediante datos básicos sobre la ubicación del sistema (longitud, latitud o simplemente el nombre del país), se puede buscar en el banco de datos, que incluye datos de



radiación y temperatura en más de 25.000 puntos de todo el mundo, para identificar los parámetros meteorológicos más apropiados para sus necesidades.

El funcionamiento del sistema se simula de forma diaria, teniendo en cuenta la temperatura de trabajo y el voltaje del módulo solar, la eficiencia de los inversores y las pérdidas del sistema para determinar un rango de posibles soluciones. Se pueden también definir factores como, el coeficiente de ensuciamiento, tipo de carga (resistivas, corriente o potencia constante).

En el presente proyecto se ha hecho uso de un programa de cálculo y simulación, especial para instalaciones fotovoltaicas, y que tiene en cuenta todos los datos de irradiación, longitud, latitud, fabricantes, módulos, inversores, etc., necesarios, llamado PVSYST.

\*Nota: Se ha usado la versión 4.1 de PVSYST. Todos los resultados de la simulación del programa se muestran más adelante en los anexos, junto con las hojas de características de los respectivos fabricantes de módulos e inversores.

## 2.5 Energía eléctrica a ser inyectada a la Red (estimación)

En éste apartado se muestra un resumen de la producción anual que se puede complementar con el apartado siguiente y con los anexos donde se pueden ver otros factores como rendimientos de los equipos, pérdidas, etc.

Total Producción. **75564 kWh/Año**

Producción de los paneles de tejado (kWh)	
Enero.	4596
Febrero.	4660
Marzo.	7771
Abril.	7150
Mayo.	8586
Junio.	8812
Julio.	9064
Agosto.	8700
Septiembre.	7462
Octubre.	6134
Noviembre.	4113
Diciembre.	3298
Total (kWh)	80345

Nota: Datos de producción de los paneles sin tener en cuenta pérdidas ni efectividad de los inversores. Para ver la información completa es necesario consultar el informe expedido por el programa de simulación pertinente, anteriormente mencionado, y que se muestra más adelante (en anexos) o en un resumen en el apartado siguiente.

La energía estimada aprioris a exportar a la red es de 80345 kWh al año, no obstante, tras la simulación, y teniendo en cuenta todas las pérdidas y rendimientos de los inversores, la producción estaría en torno a los **75564 kWh/año**. Y, ya que la instalación se acogerá al Régimen Especial según RD 661/2007 y RD 1663/2000, el objetivo es por lo tanto exportar toda la energía generada en la instalación.

## **2.6 Resumen de los resultados de la simulación del programa PVSYST**

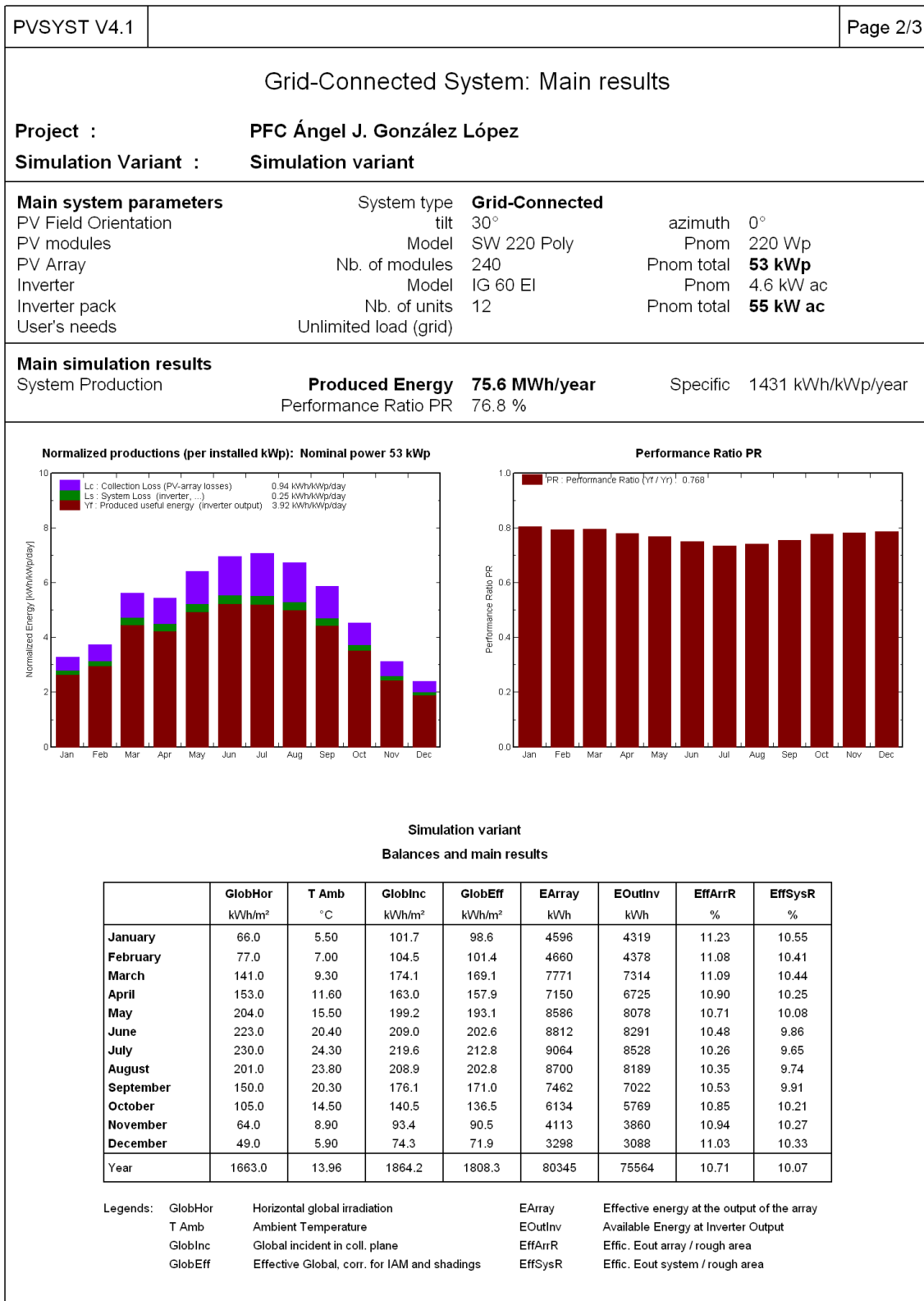
En éste apartado se muestran los resultados principales de la simulación, los necesarios para realizar el posterior análisis de rentabilidad y los más representativos de la instalación:

En las gráficas siguientes se muestra un resumen de los parámetros principales y equipos seleccionados en la instalación así como un resumen de otros parámetros fundamentales como el Performance ratio o las pérdidas del sistema.

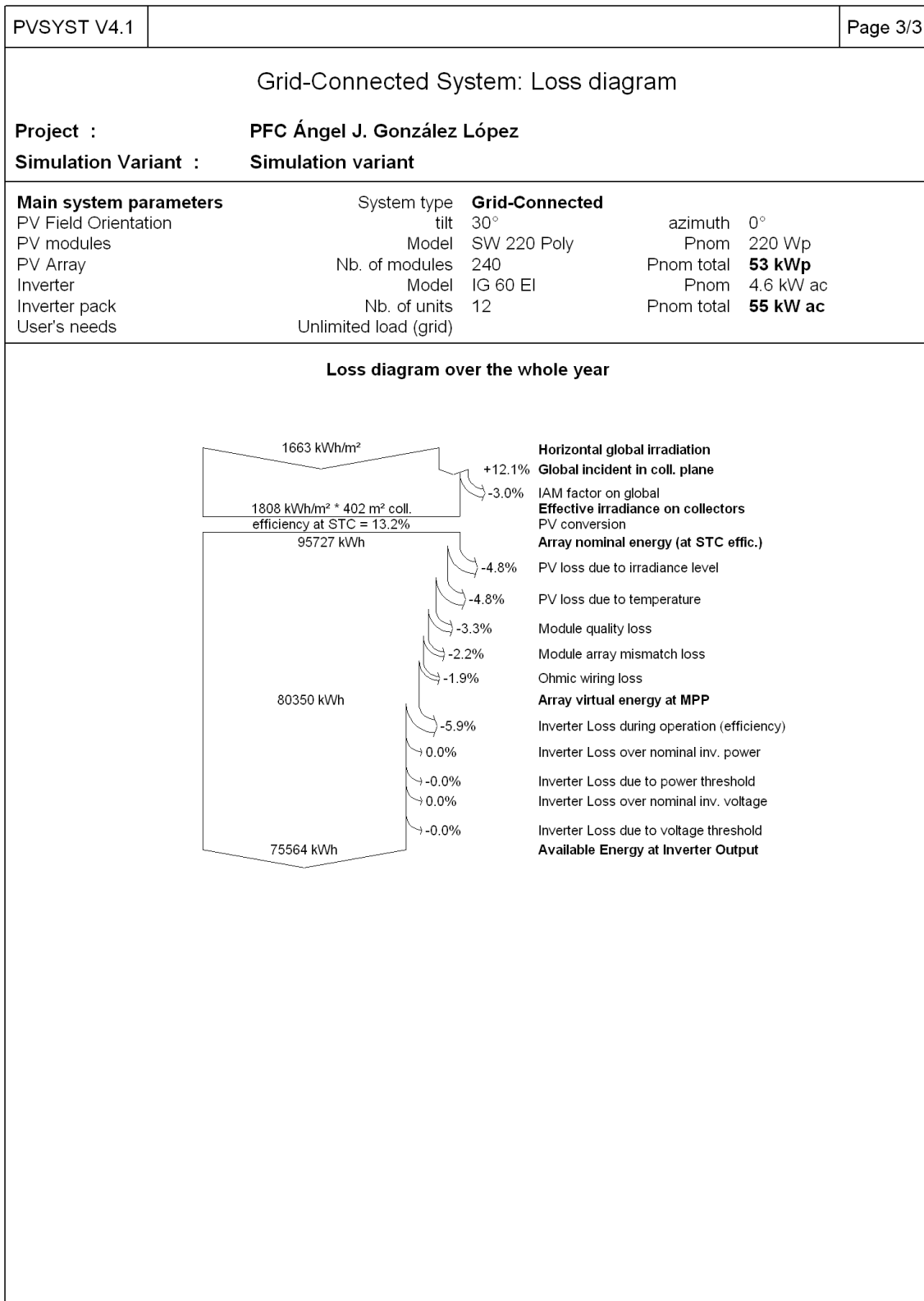
Para más información se pueden consultar los anexos correspondientes a la simulación del programa que se encuentran al final del presente proyecto.

PVSYST V4.1						Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		PFC Ángel J. González López				
Geographical Site		Madrid		Country	Spain	
Situation		Latitude	40.5°N	Longitude	3.5°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	582 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Madrid , synthetic hourly data				
Simulation Variant :		Simulation variant				
		Simulation date	12/08/09 19h19			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth	0°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Array Characteristics						
PV module		Si-poly	Model	SW 220 Poly		
			Manufacturer	SolarWorld		
Number of PV modules		In series	10 modules	In parallel	24 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	240	Unit Nom. Power	220 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	53 kWp	At operating cond.	48 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	268 V	I mpp	177 A	
Total area		Module area	402 m²			
PV Array loss factors						
Heat Loss Factor		ko (const)	29.0 W/m²K	kv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C,		wind 1 m/s)		NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	50.7 mOhm	Loss Fraction	3.1 % at STC	
Serie Diode Loss		Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction	3.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
System Parameter		System type	Grid-Connected System			
Inverter		Model	IG 60 EI			
		Manufacturer	Fronius			
Inverter Characteristics		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.6 kW AC	
Inverter pack		Number of Inverter	12 units	Total Power	55.2 kW AC	
User's needs :		Unlimited load (grid)				

En esta hoja se pueden apreciar los parámetros principales de la instalación: orientación, condiciones de latitud, longitud, altitud, tipo de módulo, inversor, potencia, Perdidas de los módulos por diferentes causas de origen normal, etc.



En la tabla de esta hoja del informe se puede observar la producción en kWh de cada mes y del año completo, además de evaluar las pérdidas que se producen por la eficiencia de los inversores, que aunque sea elevada se nota en el dato anual de producción. Y el Performance ratio de la instalación que, como se comentó en el Capítulo 1 del proyecto, está en un ratio medio-óptimo según los datos que da el ASIF (informe 2008).



En esta hoja se muestran las pérdidas que se producen en la instalación. Observamos que las mayores pérdidas son las de la propia eficiencia del inversor en su operación normal y las pérdidas debidas al nivel de irradiancia y a la temperatura.

## 2.7 Rentabilidad de la planta

Para hacer una estimación de la rentabilidad financiera de esta instalación se va a hacer uso de unos datos de partida que ya se mostraron en el capítulo 1 y que son datos proporcionados por el IDAE.

Los datos de los que partiremos son los siguientes:

Ejemplo	P=100k W fija
Pgenerador (kWp)	110
Pn (kW)	100
Vida útil (años)	25
Régimen de funcionamiento(kWh/kW)	1400
Generación eléctrica neta (kWh)	140000
Precio de venta de electricidad (€/kWh)	0.32
Inversión (€)	410000
Recursos propios 100%	
Ingresos anuales primer año (€)	44800
Operación gestión y mantenimiento (€)	3000
Tasa interna de retorno (25 años)	9,1%
Toneladas de CO2/año evitadas	53,62
Toneladas de CO2 evitadas (25 años)	1341

Fuente: Informe respaldado por el Ministerio de industria, turismo y comercio (departamento solar) en colaboración con el IDAE (departamento de EE.RR). Nov. 2008.

A estos datos le aplicaremos un factor de corrección por economías de escala de un 25% (por las diferencias de potencia que encontramos; un 40 o 50% sería demasiado ya que la linealidad no se cumple en estos aspectos, mientras que un 10% sería poco). Por ello, como los datos desde los que partimos son de potencia fija ligeramente superior a la que nos ocupa en el presente proyecto, los costes de la instalación serán mayores en comparación con la potencia entregada (una instalación mayor, aunque es más cara obviamente, posee un coste menor comparativamente por hacer pedidos de material a mayor escala).

### Datos de partida para nuestra instalación

- **Inversión total**

Lo que vamos a hacer es partir de los datos del IDAE para hacer un análisis más o menos realista:

Si para una producción de 110kWp se estima una inversión total de 410.000 €, la inversión aproximada para una producción de 53 kWp asciende a: 197545.45 €.

$$\begin{array}{lcl}
 410000 \text{ €} & \rightarrow & 110\text{kWp} \\
 X & \rightarrow & 53\text{kWp} \quad \rightarrow X=197545.45 \text{ €}.
 \end{array}$$



No obstante, deberemos considerar el efecto que producen las economías de escala, como ya he comentado anteriormente por lo que valorando el factor corrector del 25 %, se obtiene un valor total de la inversión de nuestra instalación de: **246931.82 €**.

- **Coste unitario €/kW**

$$\text{Coste unitario} = \frac{\text{inversion total (€)}}{\text{Potencia instalada(kW)}} = \frac{246931.82}{53} = 4659.09 \text{ €/kW}$$

- **Horas equivalentes de nuestro sistema**

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{\text{Producción (kWh)}}{\text{Potencia(kW)}} = \frac{75564}{53} = 1425.735 \text{ h}$$

- **Coste unitario por labores de operación, gestión y mantenimiento en c€/kWh**

Para calcularlo nos fijamos en el dato del IDAE sobre costes de operación, gestión y mantenimiento. Para una instalación de 110kWp éste coste es de 3000 €. Además nos fijamos en el dato del IDAE de la generación eléctrica neta (kWh) para esa potencia: 140000 kWh.

Para reflejarlo sobre nuestro sistema haremos lo siguiente:

$$\text{Coste unitario}(op + gest + mant) = \frac{(\text{€})}{(\text{kWh})} = \frac{3000}{140000} = 0.021428$$

A esto le aplicamos el factor corrector por economías de escala del 25 % obteniendo:

$$\text{Coste unitario}(op + gest + mant) = 0.02678 \frac{(\text{€})}{(\text{kWh})} = 2.678 \frac{(\text{c€})}{(\text{kWh})}$$

- **Precio de venta de la energía**

El precio venta del kWh suministrado a la red para una instalación de más de 20kWp, como es nuestro caso (53 kWp) , según la normativa actual es de 0.32€/kWh.

- **Tipo de intereses de salida**

Como hipótesis de partida se ha utilizado para los cálculos como tipo de interés de salida un porcentaje del 5%, estimándose que éste es, con la actual situación económica, el precio medio del dinero.

- **Desgravación medioambiental y factor de pérdidas**

Se ha seleccionado un 6% de desgravación medioambiental y un factor de pérdidas por otras causas ajenas a la instalación (las propias de la instalación ya se encuentran implícitas dentro del dato de producción anual) de 0,994.

- **Financiado por medios propios**

Se ha seleccionado un porcentaje de pago por medios propios del 20% que puede ser realista, y nos permitiría seguir disponiendo de parte del dinero en el tiempo que dure el proceso de amortización, mientras que si lo pagásemos todo de golpe no tendríamos ello hasta la amortización de la inversión total.

### **Análisis**

Al no ser objeto de éste proyecto el entrar en detalle en cálculos financieros, haremos una simulación partiendo de nuestros parámetros principales y analizaremos de forma general su rentabilidad y evolución económica en los años de financiación y años de amortización. Para ello se ha hecho uso de una tabla de cálculo Excel tipo para el análisis de rentabilidad, que tiene en cuenta todos los factores económicos necesarios.

Los resultados se muestran a continuación en la tabla siguiente:

Nota: Las casillas que se muestran sombreadas son las que responden a las hipótesis de partida que he utilizado intentando ser lo más realista posible.

Datos de partida:

<b>Potencia instalada (kW)</b>	<b>53,00</b>
<b>Coste unitario (€/kW)</b>	4.659,08
<b>Horas equivalentes</b>	1.425,74
<b>Coste unitario (c€/kWh)</b>	2,67

Datos globales:

DATOS DE LA INSTALACION			CIFRAS
1	Coste total de la instalación		246.931,24
2	Pagado por medios Propios	20,00%	49.386,25
3	Años de crédito tiene uno de carencia (sólo los restantes)		12,00
4	Tipo de interés de salida.		5,00%
5	Desgravación medioambiental.		6,00%
6	Producción prevista año en kwh.		75.564
7	Pérdidas de producción estimadas.		0,994
8	Precio del kwh.		0,320000
9	Actualización del precio kwh.		1,025
10	Alquiler de terrenos, seguro, IBI, mantenimiento y otros.		2.017,56
11	IPC del incremento anual de gastos.		1,035
12	Tasa de descuento.		5,50%
13	Impuestos, IRPF ó IS. (Poner la cifra que se considere libre después de pagar el impuesto)	25%	75%
DATOS ESPERADOS DE LA INVERSION			
1	Total a financiar.	80,00%	197.544,99
2	Cuota anual intereses más amortización.		22.288,09
3	Cuota mensual.		1.857,34
4	Intereses pagados por el crédito.		79.789,39
5	Ingresos por producción media anual en 25 años antes de impuestos.		30.529,41
6	Ingresos por producción media mensual.		2.544,12
7	Rentabilidad media sobre inversión total antes de impuestos.		5,80%
8	Rentabilidad media sobre inversión medios propios antes de impuestos.		28,99%
9	Van.		99.434,40
10	Van sobre inversión medios propios %		8,05%
11	Años de retorno de la inversión.		17,00
12	Tasa de descuento. (media ponderada)		4,10%
13	Desgravación medioambiental, ( según ley 35% cuota líquida)		6.489,14
14	TIR.		10,12%

Nota: Si se desea mayor información consultar el anexo correspondiente. (Se pueden encontrar los valores de los Cash-flow de cada año, el Payback, Beneficios, impuestos, rentabilidad, evolución del sistema con los años, etc.).

## Conclusiones

La inversión en una instalación de tecnología fotovoltaica integrada resulta viable económicamente. El capital a desembolsar se amortiza en un periodo de tiempo más o menos prolongado, superior al resto de instalaciones bajo condiciones similares.

Los beneficios económicos que se obtendrían no serían únicamente los derivados de la producción de electricidad, como sucede en el resto de instalaciones fotovoltaicas, sino también los procedentes de proyectar una imagen futurista, respetuosa con el medio

ambiente y los debidos a la revalorización del edificio. Estos últimos, son difíciles de cuantificar.

Lo primero que quiero comentar es la influencia que el cambio normativo, por el que ha bajado el precio de venta de kWh, ha tenido en la rentabilidad de la instalación. Simplemente con hacer la simulación utilizando la normativa anterior se observa que el retorno de la inversión se da en 8 años, por los 17 que se obtienen con la normativa actual. No obstante se entiende el cambio de la tarifa por perseguir un desarrollo sostenible de estos sistemas como hemos comentado en el capítulo anterior.

Se han utilizado como herramientas para el análisis de la inversión el criterio del VAN (valor actualizado neto) y el criterio del TIR (tasa interna de retorno).

De los resultados obtenidos se desprende que la inversión es rentable ya que el VAN es positivo (El valor actual de nuestra inversión se cifra en 99434,4 € representando el valor neto de nuestra inversión traído al momento de la toma de decisión sobre realizar o no la inversión). Así mismo, el TIR es mayor que la tasa de descuento (en nuestro modelo tasa de descuento media ponderada,  $10.12\% > 4.10\%$ ) por lo que la inversión resulta rentable.

Tanto desde el punto de vista de la rentabilidad absoluta (VAN), como de la rentabilidad relativa (TIR) resulta conveniente realizar la inversión. Así mismo utilizando el criterio del plazo de recuperación o PAYBACK vemos el grado de liquidez de la misma, es decir, el tiempo que tardamos en recuperar la inversión inicial, en nuestro caso, 17 años.

## CAPÍTULO 3: MEMORIA DESCRIPTIVA Y CÁLCULOS

### 3.1 Descripción General de la Instalación

Tras las justificaciones del dimensionado estructural y eléctrico llevadas a cabo en el capítulo anterior (Capítulo 2), donde ya se mostró el resumen de la simulación del programa PVSYST, éste capítulo se centra en la descripción general de la planta y sirve de justificación en la elección de conductores y dimensionamiento de las protecciones, haciendo siempre constantes referencias a la normativa en vigor y tomando todas las consideraciones que en ella se exigen.

DATOS GENERALES	
Situación geográfica	Madrid (Las Rozas)
Datos de radiación	Se ha considerado los datos de Madrid
Inclinación de paneles	30° orientados al Sur en cubierta
Ubicación de paneles	Cubierta del Edificio (plana)
Tensión de operación	150 y 400 Vcc
Tipo de módulo	SW 220 (SolarWorld)
Conexión del Sistema	Conexión a la red, 400 V, 3 fases. Mediante cuadro de protecciones (solicitud de conexión a compañía eléctrica)
Carga Máxima Superficie (viento o nieve)	Según las exigencias del CTE

Todos estos sistemas son diseñados para optimizar la energía de salida del sistema teniendo en cuenta requisitos de diseño como:

- Alineamiento horizontal de la plataforma existente.
- Espacio disponible e integración en el edificio necesaria.
- Disposición eléctrica y puntos de conexión.
- Estética.
- Acceso para posterior mantenimiento y/o reparación.
- Normas aplicables de obligado cumplimiento.
- Corrientes máximas admisibles por los conductores.
- Caídas de tensión.
- etc.

### 3.1.1 Condiciones específicas de interconexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión

En la conexión de la instalación fotovoltaica, se deberá respetar que la caída de tensión provocada por la conexión y desconexión de la Instalación Fotovoltaica sea, como máximo, el 5 por 100 y no deberá provocar en ningún usuario de los conectados a la red la superación de los límites indicados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. El factor de potencia de la energía suministrada a la compañía distribuidora será lo más próximo posible a la unidad pero nunca inferior a 0,86. La instalación fotovoltaica conectada en paralelo con la red deberá tomar las medidas necesarias para ello o llegar a acuerdos con la compañía distribuidora.

En el caso de incumplimiento reiterado y justificado de la reglamentación en vigor relativa a la emisión de armónicos y de la susceptibilidad electromagnética de la instalación se comunicará a la administración competente que resolverá sobre la posible desconexión.

A continuación se detalla la configuración básica del sistema propuesto y en los apartados siguientes se indican las prestaciones de cada uno de los equipos.

#### 3.1.1.1 Punto propuesto para realizar la conexión

El punto para la conexión a red se tiene que consensuar con la compañía distribuidora, no obstante se propone que sea por ejemplo en la acera de la fachada principal del edificio, al lado del punto definido por la compañía para el suministro normal de electricidad que ya existe.

### 3.2 Descripción del equipamiento de la instalación

Los equipos que componen la instalación son los siguientes. Más adelante se define cada uno de ellos:

Descripción Equipo	Cantidad
Módulos SW 220,220Wp, $V_{pmp}=29.8V$ , $V_{oc}=36.6V$	240
Inversores IG 60 de 5.000 W de potencia máxima	12
Control de Estado de Inversores: Fronius IG Datalogger. (Com Card, Datalogger Card). Para almacenamiento de datos de la instalación.	1
Estructura autoportante de acero para instalación de módulos en tejado, 30° de inclinación, fijación mediante lastre o puntos de anclaje.	240
Cuadro de protección de inversores lado de AC	1
Cuadro de acometida y contadores en BT	1
Cuadro de conexiones con fusible de continua (por cada inversor)	12
Cableado de AC hasta cuadro de contadores	1
Cableado DC	1



El sistema fotovoltaico propuesto se divide en dos subsistemas:

- a) Subsistema de generación usando módulos fotovoltaicos fabricados con Tecnología Policristalina.
- b) Subsistema de conversión Continua / alterna e inyección en red de la energía generada.

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por células fotovoltaicas que generan corriente eléctrica continua cuando están expuestas a la luz solar. Como cada célula genera una tensión de menos de un voltio, las células están conectadas en serie para producir un valor más elevado. Por ejemplo, los módulos SW220 consisten en 60 células en serie y producen una corriente continua de baja tensión, normalmente alrededor de 36,6 voltios en condiciones estándar de medida. La tensión de salida de un módulo varía inversamente con la carga de la corriente, y con la temperatura ambiente.

La intensidad producida por cada módulo varía con la intensidad de la luz solar que cae sobre el frontal de las células. Si una célula está ensombrecida, no produce ninguna corriente o energía, y se comporta como una resistencia. Como las células dentro de cada módulo están conectadas en serie y los módulos dentro de una cadena están también conectados en serie, la salida de la cadena se verá severamente reducida si cualquier célula en la cadena está ensombrecida. La situación es análoga a una tubería con varias válvulas en serie; si cualquiera de las válvulas es cerrada parcialmente, el flujo a través de la tubería se verá restringido. No obstante, la instalación está ubicada en la zona libre de sombras, aunque cuenta con los dispositivos pertinentes para prevenir este fenómeno.

Cada cadena de módulos produce corriente continua, que se convierte en corriente alterna mediante un inversor electrónico, los inversores IG. La salida de cada inversor es monofásica a la frecuencia y tensión de la red eléctrica, 230 V, 50 Hz nominales. Las salidas del inversor están conectadas a través de una caja de conexión a un cuadro de distribución y protección de CA del sistema fotovoltaico. Del número total de inversores de la instalación, 12, agruparemos en grupos de 4 para que cada grupo de salidas (monofásicas) de los inversores estén conectadas a cada fase del suministro de la red eléctrica para producir una salida trifásica del sistema fotovoltaico, ya que la suma de las potencias de los inversores utilizados es superior a los 5kW, y la normativa impone que para instalaciones de esa potencia ha de realizarse la conexión en trifásica.

La potencia generada por el sistema fotovoltaico es conectada de forma efectiva a la red eléctrica a unas barras distribuidoras del Cuadro General de Distribución, (CGD).

Como la salida de un sistema fotovoltaico depende de la intensidad de la luz solar, la cual a su vez varía con las estaciones del año, con la hora del día y con las condiciones climatológicas locales, la potencia instantánea suministrada por el sistema fotovoltaico variará continuamente desde cero (por la noche) a una potencia máxima que depende de la insolación local máxima.

El inversor incorpora la circuitería de control que automáticamente apaga la salida del inversor en caso de pérdida de la red, o desviación de la tensión o frecuencia más allá de los límites superior e inferior establecidos.

### 3.3 Descripción de las características técnicas de todos los equipos

#### 3.3.1 Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico SW220

Los módulos seleccionados son fabricados por SOLAR WORLD AG que fabrican en varios tamaños y formatos, pero aquí haremos referencia al modelo SW220 (220 W pico) con marco de aluminio, propuesto en el presente proyecto.

##### 3.3.1.1 Características eléctricas típicas (medidas en condiciones estándar de prueba)

Datos del fabricante <b>SW220</b>	
Potencia pico (P <sub>mp</sub> )	Máxima: 220,6W
Eficiencia típica	15 %
Tensión circuito abierto	36,6 V
Tensión en punto de máxima potencia (V <sub>mp</sub> )	29,2 V
Corriente en punto de máxima potencia (I <sub>mp</sub> )	7,37 A
Corriente de cortocircuito	8,1 A

**\*\*Nota:** Ver en el anexo la hoja de características correspondiente para mayor detalle.

##### 3.3.1.2 Construcción

Los módulos SW220 son fabricados usando materiales y técnicas de laminación extensamente probadas, y están compuestos por:

- Células de 156 mm\*156mm conectadas en serie y paralelo, de silicio policristalino de alta eficiencia, provistas de una capa antireflexiva. Las células están encapsuladas en un cristal de alta transmisión lumínica y capas de EVA (polímero resistente a las radiaciones UV)
- La capa posterior es un compuesto trilaminado de TEDLAR: Polyvinyl Fluoride Polyester-Polyvinyl Fluoride, que asegura la máxima protección a las agresiones ambientales y optimiza el correcto funcionamiento eléctrico y térmico.
- Las células están conectadas de forma redundante para garantizar la fiabilidad.
- Se incluyen diodos de by-pass por cada cadena de 18 células, para prevenir el sobrecalentamiento de las mismas en caso de sombras parciales.
- En la cara posterior (por detrás de la capa de células) se incluye las cajas de

conexiones de policarbonato estable a las radiaciones UV (Lexan 503), con protección IP65.

- Los terminales de conexión son del tipo rápido, y admiten secciones de cable hasta 4 mm<sup>2</sup>.
- Equipo de clase II hasta 1000V.
- El laminado está sellado en un marco de aluminio anodizado y extruido, usando una cinta autoadhesiva de polietileno de alta resistencia, y mediante tornillos de acero inoxidable.

### **3.3.1.3 Certificados**

Las verificaciones del CTE:

CEC Los módulos SOLARWORLD han sido probados y homologados para cumplir los 503 requerimientos de la Comisión Europea de la U.E. (Acuerdo N° 503) en el Centro de Investigación Comunitaria de Ispira, Italia.

Estas pruebas demuestran la idoneidad del producto para su uso en las condiciones más adversas y su perfecto funcionamiento en ambientes con humedad hasta el 100% y rangos de temperatura entre -40°C y +90°C, y soportando velocidades de viento de hasta 180 km/hora.

TOV Adicionalmente a la homologación CEC 503 este rango de módulos han sido aprobados por el Grupo TUV Rheinland para su uso como equipos Clase II, Schutzklasse II, aprobando su idoneidad para plantas fotovoltaicas con un voltaje de operación de hasta 850 Vcc.

CE Probados y certificados conforme a la Directiva de Compatibilidad Electromagnética de la CE 89/336/EEC.

### **3.3.1.4 Pruebas eléctricas**

Todas las células estarán medidas y calibradas mediante una fuente de iluminación, que se calibra periódicamente con una referencia estándar, calibrada a su vez por el National Physics Laboratory de Inglaterra y el SRI de Estados Unidos. Los módulos terminados son calibrados en un simulador solar bajo las siguientes condiciones estándar de medida.

Densidad de masa aérea: AM 1.5 de acuerdo con ERD/NASA 1022/77/16.

Irradiación: 1000W/m<sup>2</sup>

Temperatura uniforme de célula de 25°C.

El simulador imprime un registro computerizado de los siguientes parámetros:

Característica I-V

Tensión de circuito abierto Voc

Corriente de cortocircuito  $I_{sc}$   
 Corriente en el punto de máxima potencia  $I_{mp}$   
 Tensión en el punto de máxima potencia  $V_{mp}$   
 Potencia pico  $W_p$   
 Temperatura de célula  
 Fill Factor  
 Resistencia serie de las células

Dimensiones del módulo:

**Longitud** 1675 mm

**Ancho** 1001 mm

**Altura** 34 mm

**Marco** aluminio

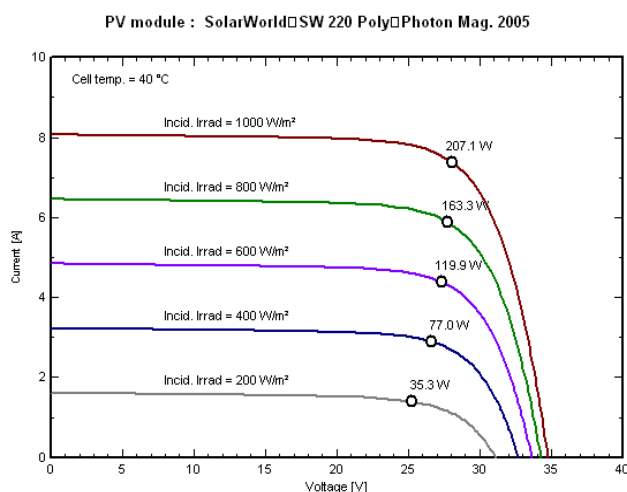
**Peso** 22 kg

Módulo SW220.



Además los módulos tienen unos diodos de by-pass que evita el efecto hot-spot producidas por sombras parciales, como se ha comentado anteriormente. Si los inversores se desconectarán de red ó bien sufrieran algunas averías entonces los módulos fotovoltaicos se quedarían en vacío, con la imposibilidad de que produzca daños algunos sobre el resto de la instalación.

**\*\*Nota:** Ver en anexo hoja de características.



Curva característica del módulo SW220

### 3.3.2 Especificaciones técnicas del inversor y protecciones del Inversores IG

#### 3.3.2.1 Generalidades

Se han seleccionado 12 inversores IG 60 para la instalación de 53kWp agrupando cada uno de ellos un total de 20 módulos (2 ramales de 10 módulos serie cada uno).

El rendimiento máximo del inversor se estima en un 93,5%.

Su filosofía de la cuadratura es la idea base del inversor seleccionado. Interrelaciona los elementos economía, ecología, ergonomía y tecnología con eficacia, proporcionando el mayor rendimiento eléctrico posible partiendo de la luz solar de manera cómoda, respetuosa con el medio ambiente y sin preocupaciones.

El FRONIUS IG está diseñado para operar de modo totalmente automático. Básicamente la alimentación de la red no requiere manejo. Se activa automáticamente cuando al salir el sol los módulos solares ofrecen una potencia suficiente. A partir de este momento, recibirá, además, información acerca de los equipos desde el display gráfico del FRONIUS IG.

Durante la operación mantiene constantemente la tensión de los módulos solares en el margen de consumo óptimo de potencia.

#### 3.3.2.2 Descripción del aparato

Las características técnicas más relevantes son:

- La tecnología de alta frecuencia, para máxima potencia en el mínimo espacio. El probado procedimiento de variación de fase y un procesador de alto rendimiento se encargan de administrar corrientes elevadas, minimizar pérdidas por conmutación y asegurar procesos de regulación muy rápidos. Gracias al concepto MIX, que es un procedimiento Master/Slave optimizado, un ondulator (a partir de 3,5 kW) trabaja con dos o más placas de potencia con un rendimiento todavía mejor.
- Permite el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) que aumenta el rendimiento a cargas parciales. Con la radiación solar más baja maximiza la eficacia y mantiene este elevado nivel hasta el rendimiento máximo.
- El mantenimiento exacto de la tensión MPP asegura el rendimiento óptimo en todo momento de sus módulos solares (MPP-Tracking).
- Funcionamiento seguro gracias a los fusibles por fase y protección integrada contra sobretensiones y máx. y mín. frecuencia....
- Registrador de datos IG Dataloger que aporta numerosas ventajas (ver anexo).
- Peso reducido (de 9 a 16 kg, dependiendo de la potencia).
- Un campo margen de tensión de entrada de 150 - 500 V para todos los tipos de aparatos le permite un dimensionamiento flexible de la instalación, permitiendo elegir también entre montaje interior o exterior.
- Las placas de potencia combinables satisfacen todos los requisitos de instalaciones, independientemente de los módulos que se utilicen o de la potencia que se genere.
- De montaje y conexión fácil optimizadas por el escaso peso y el práctico soporte de sujeción.

- Las ampliaciones del FRONIUS IG simplemente se insertan en el aparato, en forma de pequeñas pletinas (como p.ej. la tarjeta gráfica de un ordenador).
- Etc. (ver anexo).

Cuando al anochecer la oferta de energía ya no es suficiente para la alimentación de red, el inversor se desconecta completamente de la red.

- Durante la noche el FRONIUS IG no consume energía de la red pública de corriente.
- Los datos guardados y los valores de ajuste se conservan.
- También es posible desconectar manualmente.

Después del encendido automático el FRONIUS IG efectúa una autocomprobación. A continuación realiza una comprobación de la red pública. Esta comprobación dura desde unos pocos segundos hasta algunos minutos, dependiendo de las regulaciones de cada país. Durante el arranque el LED está amarillo.

### **3.3.2.3 Modo de empleo**

El diodo luminoso verde al lado del display indica que el convertidor está funcionando correctamente. Si se pulsa la tecla, su display se ilumina de color naranja; esta característica también sirve para que el manejo sea más fácil en los rincones oscuros de donde se encuentre.

Se puede controlar el rendimiento de energía gracias a los sensores que detectan la intensidad de radiación recibida y la temperatura exterior. También se puede instalar una pequeña estación meteorológica.

Otros sensores conducen los valores medidos al registrador de datos o al display de gran formato.

El inversor seleccionado además presenta un ahorro de energía considerable gracias a una reducción del aluminio de más del 80 % frente a los aparatos habituales del mercado con rendimiento comparable. El aluminio devora una cantidad extrema de energía en la producción previa.

Menos peso significa una instalación más sencilla y una disminución de los gastos de transporte y de las emisiones de CO<sub>2</sub>. El peso de la serie FRONIUS IG sólo es la cuarta parte del peso de productos similares. La serie de convertidores ofrece innovaciones en detalles, como por ejemplo en el display. El elemento de manejo tiene una iluminación de fondo de tecnología LED altamente eficaz que ahorra un 80 % de energía en comparación con otras aplicaciones disponibles en el mercado. El sistema de variación de fase maximiza el rendimiento del convertidor, en lugar de desperdiciar valiosa energía en forma de calor por pérdidas de conmutación. Esto incrementa su cantidad de corriente, aumentando el beneficio de la instalación fotovoltaica.

### **3.3.2.4 Funcionamiento de una instalación fotovoltaica con el inversor seleccionado**

“El FRONIUS IG convierte la corriente continua, generada por los módulos solares, en corriente alterna. Esta corriente alterna es alimentada a la red doméstica en sincronía con la tensión de red, o alimentada a la red pública. El FRONIUS IG fue desarrollado exclusivamente para la aplicación en instalaciones fotovoltaicas acopladas a la red. No

se puede realizar una generación de corriente independiente de la red pública. La operación del FRONIUS IG es totalmente automatizada. En cuanto sale el sol y los módulos solares generan suficiente potencia, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red. Con radiación solar suficiente, su convertidor solar inicia la alimentación. Dependiendo de la ejecución, sólo se requieren unos pocos vatios de potencia solar.

El FRONIUS IG siempre trabaja de manera que se toma la máxima potencia posible de los módulos solares. Esta función se denomina MPPT (Maximum Power Point Tracking: seguimiento del punto máximo de potencia) y se ejecuta con una precisión muy elevada. Al anochecer, la energía disponible ya no alcanza para alimentar corriente a la red; el FRONIUS IG se desconecta completamente de la red y detiene la operación. Por supuesto que todos los ajustes y los datos guardados se conservan. El FRONIUS IG está concebido para el uso con módulos solares con un amplio margen de tensión de entrada. Esto permite utilizar los más variados tipos de módulos solares. No obstante, es imprescindible observar que no se excedan nunca los valores indicados para la tensión máxima DC (tensión total de las células solares conectadas). Gracias a su composición y a su modo de funcionamiento, el FRONIUS IG ofrece un máximo de seguridad, tanto en la instalación y el montaje como en la operación. El FRONIUS IG dispone de un transformador AF (AF = alta frecuencia), que asegura una separación galvánica entre el lado de corriente continua y la red. Además, el concepto de AF permite una reducción drástica del transformador, con la subsiguiente reducción de espacio y sobre todo de peso. A pesar de la separación galvánica completa, el FRONIUS IG obtiene un elevado rendimiento, gracias a los innovadores conceptos de conmutación. El FRONIUS IG asume la tarea de supervisión de red. Esto abarca las medidas de protección de personas y aparato en caso de fallo de red. También está programado para detener el funcionamiento inmediatamente en caso de condiciones anormales de red (p.ej. desconexión, corte) e interrumpir la alimentación a la red eléctrica.

El FRONIUS IG dispone de una serie de posibilidades para reconocer una desconexión de red:

- Supervisión de la tensión
- Supervisión de la frecuencia
- Medición de la resistencia de conductor (sólo el FRONIUS IG con ENS)

En este contexto es importante que el FRONIUS IG realice por sí mismo los procedimientos de supervisión específicos del país, sin necesidad de una electrónica de medición adicional. Esto reduce considerablemente las tareas y los costes de instalación. La elevada complejidad técnica de los nuevos convertidores solares requiere un diseño cuidadoso del display, el interfaz con el usuario. Su diseño ha sido realizado sin compromisos para ofrecer un manejo sencillo y una disponibilidad permanente de los datos de la instalación. El FRONIUS IG ya posee una función básica de registro de los valores mínimos y máximos basados en datos diarios y totales, directamente en el display. Como opción, el display también permite mostrar los siguientes datos climatológicos:



-2 diferentes valores de temperatura (p.ej. temperatura en los módulos solares, temperatura exterior en la sombra).

-Radiación solar recibida.

Como complemento de las funciones integradas en el FRONIUS IG hay un amplio surtido de elementos para la comunicación de datos y una cantidad de variantes de registro y visualización. Las ampliaciones de sistema requeridas para ello, se pueden instalar fácilmente siguiendo las instrucciones del manual de instrucciones FRONIUS IG DatCom. El montaje de las ampliaciones de sistema, como, p. e., el de los componentes DatCom, permite, p. e., el control a distancia de los equipos por módem, el envío de SMS al teléfono móvil en caso de avería, la visualización y la comparación de datos en el ordenador.

Cuanto más tareas de las descritas asuma el convertidor por sí mismo, más sencilla y económica resulta la instalación, ya que no se requerirán más periféricos adicionales. Gracias a la utilización de las tecnologías más modernas, el FRONIUS IG gestiona simultáneamente todas estas tareas.

Además, el FRONIUS IG cumple con toda una serie de exigencias para proteger a las personas, a otros aparatos domésticos y a sí mismo.

Entre estos requisitos se encuentran por ejemplo:

- La supervisión de red.
- La calidad de la corriente alimentada.
- La sensibilidad frente a factores interferentes (p.ej. de teléfonos móviles)."

### **3.3.2.5 Protecciones del inversor**

- El inversor tiene una serie de funciones de protección tanto para la protección de las personas como para la autoprotección del equipo:
- Protección contra fallos de aislamiento: El inversor monitorizará la conexión a tierra de la parte fotovoltaica y mostrará un mensaje de error si hay un error de aislamiento.
- Protección contra sobre-corriente a la salida.
- Protección contra inversión de polaridad en la parte DC. El inversor estará protegido contra inversiones de polaridad desde los paneles.
- Protección contra sobrecalentamientos: El inversor dispondrá de unos ventiladores que regulan su velocidad según la temperatura interna del mismo para evitar sobrecalentamientos que puedan destruir el equipo. En caso de que los ventiladores no consigan reducir la temperatura a límites razonables el inversor podrá reducir la energía entregada a la red para protegerse.
- Protección contra sobrecarga de paneles: Si se han instalado demasiados paneles para un solo inversor, el inversor se protegerá produciendo menos energía a la salida.
- Protecciones contra el funcionamiento en modo isla: Siguiendo las directrices marcadas por el RD 1663/2000 el inversor se desconectará cuando detecte que

está funcionando en modo isla (sin apoyo de la red de baja tensión) para evitar daños sobre las personas que puedan estar trabajando en dicha red.

### **3.3.2.6 Aplicación del RD 1663/2000 al inversor**

El inversor estará certificado para las condiciones impuestas por el RD 1663/2000 que son:

- Dispondrá de un interruptor de interconexión interno para la desconexión automática.
- Dispondrá de protección interna de máxima y mínima frecuencia (49- 51 Hz) según normativa española.
- Dispondrá de protección interna de máxima y mínima tensión según normativa española.
- Software de ajuste de las protecciones de tensión y frecuencia no accesible por el usuario.
- Dispondrá de un relé de bloqueo de protecciones. Este relé es activado por las protecciones de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, con la posibilidad de rearme automático a los tres minutos de la normalización.
- Dispondrá de un transformador, que asegure una separación galvánica entre el lado de corriente continua y la red de baja tensión.

### **3.3.2.7 Monitorización del sistema**

El inversor incluirá un sistema de monitorización para comprobar el funcionamiento del inversor y de diversos parámetros. El sistema de monitorización estará basado en tarjetas plug & play que se insertarán en los inversores para añadir funcionalidades de monitorización.

El sistema necesitará una tarjeta de comunicación en cada uno de los inversores y una tarjeta de datalogger para todos.

Las tarjetas de comunicaciones permitirán descargar los datos del inversor desde solo un punto a través de la tarjeta de datalogger. Además las tarjetas de datalogger permitirán almacenar los datos recibidos del inversor, de esta forma no es necesario estar permanentemente conectados a la instalación, podemos conectarnos cada mes y descargar los datos de por ejemplo el último mes.

El sistema de datos Datalogger puede almacenar datos de hasta 3 años. Además con el sistema antes mencionado de comunicación vía PC o sms( en caso de avería la instalación es capaz de avisarnos con un mensaje) podemos tener nuestra instalación completamente controlada.

Nota: Con esto se explica básicamente el funcionamiento de nuestro inversor, y para no extendernos demasiado en esto y en caso de necesitar más información se recomienda ver el anexo donde se muestra el catálogo del inversor.

### **3.3.2.8 Datos técnicos**

#### **Datos de entrada IG 40 IG 60**

Potencia de conexión recomendada 3500-5500 Wp 4600-6700 Wp

Margen de tensión MPP: 150 - 400 V

Tensión máx. de entrada (con 1000 W/m<sup>2</sup>/ - 10°C en vacío): 500V

Corriente máx. de entrada: 29,4 A. 35,84 A

#### **Datos de salida IG 40 IG 60**

Potencia nominal de salida (Pnom): 3,5 kW. 4,6 kW

Potencia máx. de salida: 4,1 kW. 5 kW

Tensión nominal de red 230V: (+/-) (10 -15) %

Corriente nominal de red: 15,22 A. 20 A

Frecuencia nominal: (+/-) 0,2 Hz

Coefficiente de distorsión: < 3%

Coefficiente de potencia: 1

#### **Datos generales IG 40 IG 60**

Rendimiento máximo: 94,5 %. 94,5 %

Rendimiento Euro: 93,5 %. 93,5 %

Consumo propio de noche: 0,15W

Consumo propio en funcionamiento: 12W

Refrigeración ventilación forzada regulada

Clase de protección (caja interior / exterior): IP 21/ IP 45

Dimensiones l x a x h: 610 x 344 x 220 mm / 733 x 435 x 225 mm

Peso: 16kg/20kg

Temperatura ambiental admitida: (con 95% humedad relativa) -20 a 50 °C.

#### **Dispositivos de protección IG 40 IG 60**

Medición de aislamiento DC Aviso con RISO <500 kOHM

Protección de sobretensión DC integrada

Protección de inversión de polaridad integrada

### **3.3.3 Estructura soporte**

La estructura estará calculada según lo marcado en el Código Técnico de la Edificación. No solo la estructura soportará estas cargas, también la unión al punto de apoyo y el propio apoyo será capaz de soportar estas cargas.

Además las estructuras deben estar conectadas a tierra para evitar que acumulen cargas electrostáticas y para evitar posibles problemas en caso de tormenta.

La estructura y el sistema de sujeción de los módulos permitirán la necesaria dilatación térmica para evitar esfuerzos metálicos sobre los marcos de los módulos.

La sujeción de los módulos a la estructura se realizará por 4 puntos para asegurar que no se produzcan flexiones sobre los módulos.

Los topes de sujeción para los módulos a la estructura están pensados para que no den sombra a las células.

En caso de estructuras metálicas de un material diferente al del marco de los paneles se colocarán medios para evitar el contacto directo entre los dos metales que podrían ocasionar corrosión por par galvánico, por ejemplo arandelas de Nylon.

La valoración y descripción de la solución estructural prevista no es objeto de este proyecto y estará contemplada en los proyectos de Arquitectura y Estructuras.

## **3.4 Componentes y materiales**

Tras haber expuesto las características de nuestros equipos principales (módulo, inversor, estructura soporte) y con ello la disposición general de la instalación, con sus respectivas prescripciones técnicas y dotaciones, en éste apartado se analizan todos los demás componentes de la instalación, teniendo en cuenta las especificaciones técnicas pertinentes que la normativa impone sobre a cada uno de ellos. Así como el dimensionado del cableado y protecciones de la instalación atendiendo siempre a lo que la normativa impone a éste efecto.

### **3.4.1 Generalidades**

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase 1 en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores) como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de la central fotovoltaica no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de esta instalación no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación de un certificado oficial correspondiente (del que obviamente no dispongo).

Para que un módulo resulte aceptable su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 5\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

### **3.4.2 Otras consideraciones de carácter general**

#### **3.4.2.1 Armónicos y compatibilidad electromagnética**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónico y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. No obstante según la ITC-BT-040 señala que la tensión generada será prácticamente senoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento:

Armónico de orden par:  $4/n$ .

Armónico de orden 3: 5.

Armónico de orden impar ( $>5$ )  $25/n$ .

La tasa de armónicos es la relación, en % entre el valor eficaz del armónico de orden  $n$  y el valor eficaz del fundamental.

#### **3.4.2.2 Medida**

Toda la instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Para medir la energía eléctrica recibida por las instalaciones fotovoltaicas y la entregada por ellas se dispondrá de dos equipos de medida distintos.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, se encontrarán precintados por la empresa distribuidora.

El instalador autorizado sólo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la compañía distribuidora. En caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la compañía eléctrica; siendo en este caso obligatorio informar a la compañía distribuidora de inmediato.

La colocación de los contadores y las condiciones de seguridad se realizarán de acuerdo a la ITC-BT-16. Los puestos de los contadores se deberán señalar de forma indeleble de manera que la asignación a cada cliente quede patente sin lugar a confusión. Además se indicará, para cada cliente, si es un contador de entrada de energía procedente de la compañía distribuidora o un contador de salida de energía de la instalación fotovoltaica.

Los contadores se ajustarán a las características especificadas en las normas UNE 20.439, 21.310 y 21.311 y, para la activa, como mínimo a las de clase de precisión 2 regulada por el R.D. 875/84.

Las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo, tal como se especifica en el artículo 48 del Reglamento de Verificaciones Eléctricas.

### **3.4.2.3 Identificación del equipamiento**

A la hora de un posible montaje del presente proyecto:

Cada inversor, módulo, y, donde sea aplicable, cada caja de conexiones, estará identificado de forma única con un número de etiqueta que se muestra en el diagrama unifilar eléctrico, el plano de disposición general del equipamiento, o el programa del equipamiento según sea apropiado. Se deben proveer y colocar etiquetas permanentes en estos ítems del equipamiento por parte del contratista del montaje durante el mismo. Cada cable será identificado de forma única con el número de cable que figura en los esquemas de cableado. Los cables deben ser identificados con marcadores para cada cable en cada extremo, y donde sea necesario en posiciones intermedias apropiadas por el contratista del montaje durante el mismo.

### **3.4.3 Cableado**

#### **3.4.3.1 Consideraciones previas**

Una vez determinadas las características del generador fotovoltaico y del inversor, han de dimensionarse los elementos auxiliares, entre los que se encuentra el cableado para la conexión de los diferentes equipos. El dimensionado del cableado se debe realizar teniendo en cuenta las indicaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Para ello, hay que determinar el tipo de conductor, nivel de aislamiento, sección y tipo de instalación (al aire, empotrado, bajo tubo, etc.).

El nivel de aislamiento requerido depende de las tensiones que deben soportar así como del tipo de montaje. En general, las tensiones que deben soportar los cables no suelen superar los 0,6/1 kv, por lo que éste debe ser el nivel de aislamiento exigible al cable. En el caso de instalaciones más grandes así como de ramales muy largos de módulos se debe comprobar la resistencia de los cables a la tensión máxima a circuito abierto del generador fotovoltaico. El tipo de conductor a utilizar es de cobre, unipolar y preparado para intemperie si va instalado en exteriores, caso que nos ocupa.

Finalmente, el cálculo de la sección del cable se realiza teniendo en cuenta que se deben de cumplir los dos criterios siguientes: que el cable tenga una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular por él, y que la caída de tensión máxima que se produzca en el cable al circular por él la corriente máxima sea inferior a un cierto valor.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1% y los de la parte AC para que la caída de tensión sea inferior al 5% teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las correspondientes a cajas de conexiones.

Los cables de conexión deberán de estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador.

Los cables y sistema de conducción deben de instalarse de manera que no se reduzcan las características de la estructura del edificio en la seguridad contra incendios.

Los cables eléctricos a utilizar en las instalaciones de tipo general serán no propagadores de los incendios y con emisión de humos y opacidad reducida. Los cables son de características equivalentes a las de la norma UNE 21.123 parte 4 ó 5; o la norma UNE 21.1002, cumplen con ésta prescripción.

Los elementos de conducción de cables con características equivalentes a los clasificados como “no propagadores de la llama” de acuerdo con las normas UNE-EN 50.085-1 y UNE-EN 50.086-1, cumplen con ésta prescripción.

Se incluirá toda la longitud de cable DC y AC. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y



adecuados para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con la norma UNE 21123.

### **3.4.3.2 Cálculos eléctricos. Diseño y dimensionado del cableado**

Una vez determinadas las características del generador fotovoltaico y del inversor, han de dimensionarse los elementos auxiliares, entre los que se encuentra el cableado para la conexión de los diferentes equipos. El dimensionado del cableado se debe realizar teniendo en cuenta las indicaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Para ello, hay que determinar el tipo de conductor, nivel de aislamiento, sección y tipo de instalación (al aire, empotrado, bajo tubo, etc.).

El nivel de aislamiento requerido depende de las tensiones que deben soportar así como del tipo de montaje. En general, las tensiones que deben soportar los cables no suelen superar los 0,6/1 kv, por lo que éste debe ser el nivel de aislamiento exigible al cable.

El tipo de conductor a utilizar es de cobre, unipolar y preparado para intemperie si va instalado en exteriores, como en efecto es nuestro caso.

Finalmente, el cálculo de la sección del cable se realiza teniendo en cuenta que se deben de cumplir los dos criterios siguientes: que el cable tenga una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular por él, y que la caída de tensión máxima que se produzca en el cable al circular por él la corriente máxima sea inferior a un cierto valor.

#### **3.4.3.2.1 Cálculo del cableado de corriente continua**

Para el cálculo de los cables de corriente continua se considera el tramo más desfavorable:

- Para los módulos SW 220, de 220 Wp desde el final de una serie de 10 módulos hasta la entrada de un inversor.

Además se muestra el dimensionado del cableado utilizado entre módulos en serie, es decir, el cableado de los ramales.

##### ***3.4.3.2.1.1 Datos de partida.***

###### Módulos SW 220

- Corriente en el punto de máxima potencia de una serie de 10 módulos: 7,4 Amp.
- Tensión en el punto de máxima potencia de una serie de 10 módulos: 256 V.
- Potencia en el punto de máxima potencia de una serie de 10 módulos: 2200 Wp.

###### **Tipo de cable a usar**

El tipo de cable a usar para toda la instalación es del tipo RZ1-K(AS) designación UNE 21.123. En correspondencia con IEC-502 en configuración flexible.

Este cable tiene las siguientes características:

Conductor: Cobre recocido flexible clase 5, según UNE-EN 60228 y EN 60228.

Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX-3 según UNE 21123.

Cubierta exterior: Poliolefina (Z1), termoplástica según UNE 21123.

Diseño de materiales: Según norma UNE-21.123, en correspondencia con IEC-502.

Tensión de ensayo 3.500V en C.A.

Temperatura máxima 90°C

Otras características

- Colores UNE 21089 y HD 30852:2001
- No propagación de la llama según UNE-EN 60332, EN 60332, IEC 60332
- No propagación del incendio según UNE-EN 50266, EN 50266
- Bajo contenido de halógenos según UNE-EN 50267, EN 50267
- Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 50267, EN 50267
- Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034, EN 61034, IEC 61034
- El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

**Uso:** Cables para transporte y distribución de energía en instalación al aire ó subterránea.

### Condición de operación

- *Máxima temperatura ambiente:* 40°C.
- *Cables instalados en bandejas escaleras en 1 bandeja y 1 circuito.*
- Tabla 14, Factor de corrección para agrupaciones de cables unipolares instalados al aire: **1.** de acuerdo con ITC-BT-007.

#### 3.4.3.2.1.2 Dimensionado del cableado de un ramal

##### 3.4.3.2.1.2.1 Cálculo de la corriente máxima admisible

Un ramal consta de 10 módulos conectados en serie con una corriente de cortocircuito de 8A para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, lo que corresponde con una situación de irradiancia elevada.

Por seguridad se tomará un valor para los cálculos de un 125% de esa corriente, cumpliendo con lo indicado en la ITC-BT-40 para instalaciones generadoras obteniéndose 10A.

Como los factores de reducción aplicables y seleccionados del ITC-BT son 1, la corriente de 10 A no se ve afectada y el cable deberá tener una sección capaz de soportar dicha corriente.

### 3.4.3.2.1.2.2 Cálculo de la caída de tensión

Después de dimensionar la sección de un cable según su corriente admisible hay que garantizar que cumple también el criterio de caída de tensión máxima y que ésta es menor del 1% de la tensión nominal. Con la fórmula siguiente se puede calcular la sección del cable entre módulos, y del ramal, para longitudes de líneas de ramal similares. Aquí se ha considerado una pérdida en el cable del 1% sobre la red del ramal en condiciones STC.

Para éste tramo de la instalación, y teniendo en cuenta que los módulos SW 220 admiten en su conexión secciones de hasta 4mm<sup>2</sup>, no tenemos problema ya que nos valdría con una sección del cable seleccionado para una longitud de 10m de:

$$S = \frac{(2 \times L \times I \times \cos\alpha)}{(V \times C)}$$

S = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

L = Longitud del tramo considerado: (10m)

I= Intensidad (Amperios): (10)

Cosα = Factor de Potencia: (1)

V = Caída de tensión. (Voltios). ( 0,01 x 256)

C = Conductividad del conductor (m/mm<sup>2</sup>). ( 56)

$$S = \frac{(2 \times 10 \times 10 \times 1)}{(0.01 \times 256 \times 56)} = 1.395 \text{ mm}^2$$

El resultado de la expresión anterior se redondea al valor normalizado inmediatamente superior (2,5 mm<sup>2</sup>, 4 mm<sup>2</sup>, y 6 mm<sup>2</sup>). Por lo que acudiendo al catálogo del cable seleccionado, podríamos seleccionar sin problemas el de 1x2,5 mm<sup>2</sup>, que es capaz de soportar, según el fabricante, 26A. Pero como los módulos lo permiten, escogeremos para mayor seguridad el de 4mm<sup>2</sup> capaz de soportar 35A (muy superior a los 10 A de diseño).

Con estas premisas podemos decir que el cable seleccionado 3 x (1x4mm<sup>2</sup>.) ES VALIDO ya que cumple con ambos criterios. Además obtenemos una caída de tensión para dicha sección de: 0.34%, prácticamente nula.

Para determinar las pérdidas totales en todos los n ramales se utiliza la siguiente fórmula:

$$\theta_r = \frac{2 \times n \times l_r \times I_{cc(STC)}^2}{s_r \times k} = \frac{2 \times 20 \times 10 \times 64}{4 \times 56} = 114.28 \text{ W}$$

Que sobre la potencia que dan todos los ramales son ínfimas (0,19%).

### 3.4.3.2.1.3 Dimensionado del cable principal en cc

Este tramo es el comprendido entre la salida de las cajas de conexiones de los ramales de módulos (hay un inversor para cada dos ramales) hasta el correspondiente inversor. El cableado de la parte de corriente continua debe soportar la corriente máxima producida en el generador fotovoltaico y la caída máxima de tensión admisible. Debido a que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es sólo un poco mayor que la corriente en el punto de máxima potencia, se utiliza como valor de diseño de la corriente continua de la red principal 1,25 veces la corriente de cortocircuito del generador en condiciones STC según la IEC 60364-7-712.

#### 3.4.3.2.1.3.1 Cálculo de la corriente máxima admisible

Ahora la corriente que circula por el cable principal de continua viene determinada por la potencia máxima que pueda dar el inversor (o sumando las corrientes que absorbe el inversor de los dos ramales que en las peores condiciones serían de 10 +10= 20A):  
Situándonos en el primer caso que es el más desfavorable:

$$I = \frac{P}{V \times \cos\alpha} = \frac{5000}{230 \times 1} = 21,73 \text{ A}$$

Que usando el criterio de 125% queda la corriente en  $21,73 \times 1,25 = 27,16 \text{ A}$

#### 3.4.3.2.1.3.2 Cálculo de la caída de tensión

Además del criterio de corriente máxima admisible también debe asegurarse que la caída de tensión sea menor de un cierto valor, normalmente de un 1%, de la tensión nominal de funcionamiento. Las expresiones a utilizar son las mismas que las del apartado anterior.

Que para una caída de tensión máxima del 1% y una longitud máxima de 20m obtenemos una sección máxima:

$$S = \frac{(2 \times L \times I \times \cos\alpha)}{(V \times C)} = \frac{2 \times 20 \times 27,16 \times 1}{2,3 \times 56} = 8,43 \text{ mm}^2.$$

Datos de partida	
P:	5.000W
V:	230 V
I:	21,7 A
Lmáx:	30 m
emáx:	2,3 V
emáx:	1 %
Smáx:	16 mm2

El cable seleccionado cumple con el criterio de corriente admisible según el REBT, teniendo en cuenta los factores de corrección por diferentes conceptos como la temperatura y tipo de montaje (que en nuestro caso se ha seleccionado un factor de corrección de 1). El valor obtenido de la sección de cable de la red de continua se redondea al valor mayor inmediatamente superior de las secciones de cable normalizadas (6 mm<sup>2</sup>, 10 mm<sup>2</sup>, 16 mm<sup>2</sup>, 25 mm<sup>2</sup>, 35 mm<sup>2</sup>...).

Observamos que en nuestro caso resulta más que suficiente seleccionar una sección de 10mm<sup>2</sup>, no obstante, para mayor seguridad y una posible modificación en las condiciones de la instalación que supusiese un factor de corrección distinto de 1, lo que aumentaría la corriente circulante por la línea, se ha seleccionado una sección de 16mm<sup>2</sup>.

La intensidad máxima admisible del cable elegido 3(1x16 mm<sup>2</sup>) según el fabricante es de 86 Amp y los cables de conexión están dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador. Por lo que dicho cable ES VALIDO.

Además con la sección seleccionada obtenemos una caída de tensión de 1.21V, lo que supone el 0,52% que está muy por debajo del 1% requerido por la normativa.

Para determinar las pérdidas totales cada línea de cc:

$$\theta_r = \frac{2 \times l_{cp} \times I_{pmp}^2 (STC)}{s_{cp} \times k} = \frac{2 \times 20 \times 21.7^2}{16 \times 56} = 21.02 \text{ W}$$

Que vemos que son ínfimas con respecto a la potencia total que puede dar el ramal.

### 3.4.3.2.2 Cálculo del cableado de corriente alterna. Línea general

#### 3.4.3.2.2.1 Datos de partida

Consideremos la salida del cuadro general de protección. La potencia en AC será la suma de todas las potencias de salida de los inversores (en grupos de 4 inversores monofásicos que alimentan a cada una de las líneas que componen el sistema trifásico de la red). El tramo a considerar es el de la salida de los inversores al cuadro general de protecciones y al cuadro de contadores.

**Tensión:** 400Vca.

**Cable propuesto:** RZ1-K(AS). 4(1x25 mm<sup>2</sup>).

**Coefficientes de reducción:** 1. Derivado de:

- Tabla 13, Coeficiente de corrección F para temperatura ambiente distinta a 40 °C: 1. de acuerdo con ITC-BT-007.
- Tabla 14, Factor de corrección para agrupaciones de cables unipolares instalados al aire: 1. de acuerdo con ITC-BT-007.

En este caso también se realiza un primer cálculo según a corriente admisible. Después se calcula la sección del cable de conexión a la red de corriente alterna para una caída de tensión del 5% de la tensión nominal.

### 3.4.3.2.2 Dimensionado

#### 3.4.3.2.2.1 Cálculo de la caída de tensión y corriente máxima admisible

$$S = \frac{(2 \times L \times I \times \cos\alpha)}{(V \times C)}$$

S = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

L = Longitud del tramo considerado. (m).

I = Intensidad (Amperios).

Cosα = Factor de Potencia.

V = Caída de tensión. (Voltios).

C = Conductividad del conductor (m/mm<sup>2</sup>).

Como nuestra instalación está formada por grupos de inversores monofásicos en lugar de un único inversor trifásico, el cálculo de corrientes máximas y caídas de tensión habrá de hacerse separando los grupos de inversores que tendrán menor potencia de la total.

Se dispone de 3 grupos de 4 inversores cada uno de 5kW de potencia máxima.

Esto supone que cada grupo de 4 inversores entregará a cada línea que compone la red trifásica una corriente máxima de:

$$I = \frac{P}{V \times \cos\phi} = \frac{20000W}{400 \times 1} = 50A$$

Aplicándole el correspondiente porcentaje que impone la norma del 125 % para el dimensionamiento de cables se obtienen: 62.5 A.

Por lo que cada línea estará recorrida por ésta corriente y la corriente máxima en la red trifásica sería de 187,5 A (que se acercan mucho a los resultados de la simulación del programa que muestra una corriente trifásica de cortocircuito de 196 A).

Como los conductores los vamos a dimensionar por cada línea monofásica que forma el sistema trifásico, por ser nuestro sistema una asociación de inversores monofásicos, la corriente de dimensionamiento será de 62,5 A.

Datos de partida	
P:	20kW
V:	400V
Imáx	62,5 A
Lmáx:	35 m
emáx:	20 V
emáx:	5 %
Smáx:	25 mm <sup>2</sup>
e(25 mm <sup>2</sup> )	0.78%

Según el reglamento electrotécnico de baja tensión, sería necesaria una sección mínima de 6mm<sup>2</sup> para cumplir con el criterio de la corriente máxima admisible ya que en el reglamento se dispone que para una sección de 6mm<sup>2</sup> y aislamiento en XLPE (nuestro caso) se soportan 72 A que sería suficiente para nuestra instalación. NO obstante, en particular, el cable que hemos seleccionado para nuestra instalación es capaz de soportar, para dicha sección, una corriente máxima de 46 A, que no cumple con el criterio de corriente máxima en nuestra instalación. Por ello nos vemos obligados a seleccionar una sección mayor, que para nuestro modelo elegido sería de 25 mm<sup>2</sup>, capaz de soportar 120 A, y cumpliendo así con el criterio de corriente máxima admisible.

Con ésta sección comprobamos si se cumple el criterio de la caída de tensión:

$$V = \frac{(2 \times 35 \times 62,5 \times 1)}{(25 \times 56)} = 3.125 \text{ V}$$

Que supone una caída de tensión de 0.78%, cumpliendo holgadamente dicho criterio.

En el modelo de cable seleccionado nos hemos visto obligados a aumentar la sección necesaria que indica el reglamento ya que para ésta sección el fabricante no garantiza la corriente que indica el reglamento para una sección de 6mm<sup>2</sup>. Por ello vamos a elegir una sección de 25mm<sup>2</sup> para cumplir todas las prescripciones (criterio de la caída de tensión y corriente máxima admisible), y, como de éste modo, soporta bastante más que lo que necesita, nos cubrimos las espaldas ante posibles variaciones de las condiciones de la instalación (que se han considerado en el presente proyecto) que supusiesen un factor de corrección distinto de 1, como pudiera ser por temperatura.

La intensidad máxima admisible del cable elegido 4(1x25 mm<sup>2</sup>) según el fabricante es de 120 A. y los cables de conexión están dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador. Por lo que dicho cable ES VALIDO.



### 3.4.3.2.3 Cálculo del cableado de Corriente Alterna. Línea de Acometida

#### 3.4.3.2.3.1 Datos de partida

La línea de acometida es la línea desde el cuadro de contadores hasta barras del edificio ó compañía.

**Tensión:** 400 Vca.

**Cable propuesto:** RZ1-K(AS). 4 (1 x 25mm<sup>2</sup>).

**Coefficientes de reducción:** 1. Derivado de:

- Tabla 13, Coeficiente de corrección F para temperatura ambiente distinta a 40 °C: 1. de acuerdo con ITC-BT-007.
- Tabla 14, Factor de corrección para agrupaciones de cables unipolares instalados al aire: 1. de acuerdo con ITC-BT-007.

#### 3.4.3.2.3.2 Dimensionado

##### 3.4.3.2.3.2.1 Cálculo de la caída de tensión y corriente máxima admisible

La corriente máxima admisible es la misma que ya se ha calculado en el apartado anterior.

Con los datos que se disponen a continuación haremos la estimación de la caída de tensión en éste tramo:

$$S = \frac{(2 \times L \times I \times \cos\alpha)}{(V \times C)}$$

S= Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

L= Longitud del tramo considerado. (m).

I= Intensidad (Amperios).

Cos  $\alpha$  = Factor de Potencia.

V = Caída de tensión. (Voltios).

C= Conductividad del conductor (m/Ωmm<sup>2</sup>).

Datos de partida	
P:	20 kW
V:	400V
Icc:	62.5 A
Lmáx:	3m
emáx:	0,267 V
emáx:	0,067%
Smáx:	25 mm <sup>2</sup>

Aplicando la fórmula obtenemos la caída de tensión en éste tramo: 0,067%. La intensidad máxima admisible del cable elegido 4(1x25 mm<sup>2</sup>) según el fabricante es de 120 A (aunque por el reglamento es de 160 A, caso que ya se ha comentado antes). Y los cables de conexión están dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad que puede circular por dicho cable. Por lo que dicho cable ES VALIDO.

**\*Nota:** En el anexo se muestra la hoja de características del cable seleccionado.

### 3.4.4 Puesta a tierra de la instalación

La puesta a tierra tiene como objeto limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería de los equipos eléctricos que se usen. Su diseño y dimensionado está regulado por la ITC-BT-18 del REBT.

- La toma de tierra se puede realizar con electrodos de barras, tubos, pletinas, conductores desnudos, placas, combinación de éstos, armadura metálica no pretensada, de elementos de hormigón armado enterrados y estructuras metálicas enterradas.

No se deben utilizar las canalizaciones metálicas de agua, calefacción ni líquidos o gases inflamables como tomas de tierra.

- Estos electrodos se dimensionarán de tal forma que su resistencia a tierra sea tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24V en emplazamiento conductor y a 50V en el resto.

Una toma a tierra se considera independiente respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra, no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

Con todo esto, toda la instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión (Conexión en TT). La sección mínima del cable será de 35 mm<sup>2</sup>.

### 3.4.5 Protecciones

#### 3.4.5.1 Generalidades

El sistema de protecciones deberá ser consistente con lo exigido por la reglamentación vigente:

*Interruptor general manual;* es el interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, éste interruptor es el que conecta ó desconecta el generador fotovoltaico al cuadro de AC.

*Interruptor automático diferencial;* es el interruptor que protegerá a las persona en caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.

*Interruptor frontera;* es el interruptor que conecta ó desconecta la instalación fotovoltaica a la red trifásica, además protege contra sobrecargas y cortocircuitos el generador solar.

*Interruptor automático de la interconexión;* formado por un contactor, es el que conectará ó desconectará los inversores de la red de distribución en caso de pérdida de tensión ó frecuencia de la red.

*Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia;* formado por el relé de frecuencia que estará calibrado entre los valores 51 y 49 Hz y deberá de actuar cuando la frecuencia superior ó inferior durante más de 5 periodos. Esta protección está incorporada en los inversores FRONIUS seleccionados para nuestra instalación.

*Protección para la interconexión de máxima y mínima tensión;* formado por el relé de tensión que estará calibrado entre los valores 1,1 y 0,85 Un y el tiempo de actuación debe de producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos. Esta protección está incorporada en los inversores FRONIUS.

Protección de derivación a tierra tanto del positivo y negativo incluidos en los inversores FRONIUS.

Por supuesto el rearme de la instalación se realizará de forma automática una vez que se restablezca la tensión y frecuencia de red dentro de los límites prefijados.

A continuación se muestra el dimensionado particularizado a nuestra instalación.

### **3.4.5.2 Especificaciones técnicas de los cuadros generales y de distribución**

#### **3.4.5.2.1 Cuadro general a la salida del generador fotovoltaico**

Los módulos disponen de cajas de conexiones propias que permiten conectar el polo positivo y negativo para formar los ramales. Los fabricantes de módulos y de inversores ofrecen diferentes tipos de cuadros estándar adecuados a distintos tipos de instalaciones. En el caso de montajes a la intemperie deben tener un grado de aislamiento mínimo IP 65 así como ser resistente a la radiación UV. Se debe procurar ubicar las cajas de conexiones en un lugar protegido de la lluvia y de la radiación solar directa así como ser accesible por el personal autorizado para su mantenimiento. En la elección del tamaño de la caja de conexión se debe asegurar que existe espacio para todas las conexiones a realizar. Por lo general, la caja de conexiones debe tener un nivel de aislamiento del tipo clase II. En el caso de que la caja tenga las bornas de empalme atornilladas hay que procurar una exacta realización de los empalmes ya que una mala realización de los mismos puede hacer fallar un ramal completo. La utilización de cajas de conexiones con bornas de empalme tipo anillo es la más adecuada.

La caja de conexiones suele estar constituida por elementos eléctricos estándar dispuestos convenientemente. Para construir las conexiones se suelen emplear regletas, que se fijan a los rieles. La parte negativa debe ir separada de la positiva y se debe colocar una toma de tierra y un fusible de corte como se puede apreciar en el diagrama unifilar que se muestra en los anexos del presente proyecto.

#### **3.4.5.2.2 Cuadro de distribución, protección y mando, LADO AC**

Es el cuadro donde se alojan las protecciones de las personas contra contactos directos e indirectos, y de la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones de las corrientes alternas generadas a la salida de los inversores. Está formado por un cuadro (IP55 según CEI-529) de Poliéster, reforzado con fibra de vidrio, prensado en caliente que aloja los diferentes mecanismos de protección y mando. Dicho cuadro es de doble aislamiento según IEC 439-1 (EN 60.439-1) y resistente a los principales agentes químicos y atmosféricos. Es resistente al fuego (según CEI 695.2.1) y autoextinguible. El cuadro puede ser precintado y tendrá acceso la empresa de distribución y su alojamiento deberá ser definido por dicha empresa. El cuadro está formado por las protecciones que se indican en los apartados siguientes.

### **3.4.5.2.3 Cuadro general de Protección y Contadores**

Es el cuadro que contiene los contadores de energía consumida, generada y fusibles de protección, dicho cuadro estará homologado por la empresa de distribución. El cuadro será accesible a la compañía distribuidora en todo momento y estará precintada, estando ubicada en un nicho en pared, que se cerrará con una puerta metálica. Estará formada por un cuadro de poliéster armado con fibra de vidrio, autoextinguible según UNE 53.315, resistente a la acción de los agentes químicos y a los rayos UV, de buen comportamiento a la temperatura y elevada resistencia al choque. La puerta llevará grabado el anagrama de electricidad y estará equipada con una cerradura precintable.

El cuadro llevará unas mirillas para ver la lectura sin necesidad de abrir el armario, dichas mirillas llevarán impresa las siglas UV, el material de dichas mirillas es de material transparente e inalterable a la exposición de los ultravioletas.

Los contadores estarán homologados y verificados por el Ministerio de Industria y serán de energía activa, tanto para medir la energía recibida por las instalaciones fotovoltaicas como por la entregada por ellas.

En todo caso la instalación del cuadro de contadores, los equipos de medida y las condiciones de seguridad estarán de acuerdo con el ITC-BT-13.

Nota: Ver diagrama unifilar correspondiente en el anexo.

### **3.4.5.3 Dimensionamiento de las protecciones de la instalación**

Las protecciones se colocarán según lo dispuesto en el “Reglamento Electrotécnico de Baja tensión” y en el Real Decreto 1663/2000.

Nota: Ver diagrama unifilar correspondiente en el anexo.

Tal como marca la normativa vigente será necesario poner un interruptor magnetotérmico en el cuadro de contadores con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, este interruptor estará en un punto accesible por la empresa distribuidora.

Se instalará un interruptor magnetotérmico a la salida de cada agrupación de inversores (grupos de 4) para evitar cortocircuitos y facilitar la desconexión de los mismos en caso de avería.

A todo esto hay que añadir un interruptor magnetotérmico general y un interruptor diferencial para el conjunto total de inversores que servirá para proteger a las personas de posibles derivaciones. Además seleccionamos un interruptor manual general para poder aislar (manualmente) la instalación fotovoltaica en su totalidad de la red.

Todo lo descrito se refleja en el esquema unifilar en el anexo de esta memoria.

Las protecciones magnetotérmicas cumplirán con la normativa UNE-EN 60898 y las protecciones diferenciales cumplirán con la UNE-EN 61008.

Se dispondrá por tanto de las siguientes protecciones:

- Protecciones incorporadas en el inversor antes mencionadas.
- *Interruptor fusible de entrada al inversor*: Protege la entrada del inversor de sobreintensidades anormales de operación.
- *Descargadores de sobretensión*: Protegen de sobretensiones en la parte de continua al valor máximo soportado por los módulos.
- *Interruptor manual por inversor*: es el interruptor que conecta ó desconecta cada inversor de la red.
- *Interruptor general manual*: Es el interruptor que conecta ó desconecta (manualmente) el generador fotovoltaico de la red trifásica.
- *Interruptor automático diferencial*: es el interruptor que protegerá a las persona en caso de derivación de algún elemento de la parte alterna de la instalación.
- *Interruptor frontera*: es el interruptor que conecta ó desconecta la instalación fotovoltaica a la red trifásica, además protege contra sobrecargas y cortocircuitos el generador solar.
- *Interruptor magnetotérmico de cada grupo inversor*: Es el interruptor que conecta ó desconecta cada grupo inversor de la red.

Por supuesto el rearme de la instalación se realizará de forma automática una vez que se restablezca la tensión y frecuencia de red dentro de los límites prefijados.

#### **3.4.5.3.1 Descripción de los equipos de protección y mando del cuadro de distribución de CA y entrada al inversor (tramo de cc)**

Consideraciones generales de las protecciones:

Diseñamos o seleccionamos dichos equipos fijándonos en su corriente nominal y su poder de corte que deberán estar dentro de unos valores determinados:

A continuación se muestran las condiciones necesarias que deberán cumplir nuestros dispositivos de protección para ser capaces de actuar correctamente ante cortocircuitos y sobrecargas:

Siendo:

$I_N$ =intensidad nominal del aparato de protección.

$I_B$ =intensidad de empleo o utilización.

$I_Z$ =intensidad máxima admisible por el elemento a proteger.

$I_2$ =intensidad convencional de funcionamiento del aparato de protección (intensidad de fusión en fusibles o de disparo en interruptores automáticos).

PDC=poder de corte.

$I_a$ =intensidad de arranque.

$I_{cc,m\acute{a}x}$ =intensidad de cortocircuito máxima de la línea a proteger.

$I_{cc,m\acute{í}n}$ = intensidad de cortocircuito mínima de la línea a proteger.

Se deberán cumplir las siguientes condiciones ante las dos situaciones siguientes:

Sobrecarga: Se deberá cumplir:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1.45 \times I_Z$$

Cortocircuito: Se deberá cumplir:

$$PDC \geq I_{cc,m\acute{a}x}$$

$$Ia \leq I_{cc,m\acute{i}n}$$

Partiendo de los datos de la simulación que expide el programa, de los datos de corriente que genera cada módulo y la potencia máxima que entregan los inversores, se puede dimensionar fácilmente tanto las protecciones como las secciones de cable a utilizar (éstas últimas se dimensionarán en un apartado dedicado a ese efecto).

#### **3.4.5.3.1.1 Dimensionamiento de la protección del tramo de cc**

Primero es conveniente dimensionar la protección del tramo de continua que proteja la entrada al inversor. Dicha protección debe asegurar la actuación ante sobretensión de origen natural y sobrecorriente.

Además hemos colocado un diferencial en éste tramo para proteger a las personas ante posibles contactos indirectos.

#### **Sobrecorriente: Interruptor / fusibles de entrada al inversor (tramo de cc)**

La protección de sobrecorriente puede ser un simple fusible cuyo dimensionado se muestra a continuación:

La corriente generada (punto de máxima potencia) por un panel solar según el fabricante es de 7,4 A.

Por lo que la corriente que circulara un ramal de módulos conectados en serie es de 7,4A.

Como la disposición de nuestro sistema es de dos ramales por inversor monofásico (de 5kW de potencia máxima) se puede afirmar que la corriente que entrará al inversor será como máximo la suma de la corriente que circula por ambos ramales, 14.8 A, o en las peores condiciones la suma de las corrientes de cortocircuito de los ramales.

La corriente de cortocircuito de un módulo es de 8 A según el fabricante por lo que la corriente de cortocircuito de ambos ramales será de 16A.

Con éste planteamiento se puede dimensionar tanto la sección del cable correspondiente a este tramo (que se muestra en los cálculos de cableado) como la protección que figurará antes del inversor y que permitirá la desconexión de ambos ramales en caso de fallo o mantenimiento.

Otro dato a tener en cuenta es la corriente máxima admisible de entrada que permite el inversor, que según la hoja de características del mismo es de 35,8 A. por lo que vemos que no hay problema.

Podemos dimensionar la protección de entrada al inversor en unos 25A que vemos que se ajusta bien al 145% de la máxima corriente admisible del aparato a proteger y a la corriente de cortocircuito máxima que circularía por ese tramo.



**Sobretensión: descargadores de sobretensión (tramo de cc)**

La protección ante una sobretensión de origen natural se ha tarado en 1000V<sub>DC</sub>, (60 kA) mediante descargadores de sobretensión. La razón es que los módulos son capaces de soportar ese valor como máximo para la integración óptima en el sistema.

**Protección diferencial (tramo de cc)**

Tarado en 30mA, para protección de las personas ante contactos indirectos.

Nota: Ver plano correspondiente del Anexo donde se representan las protecciones de este tramo.

**3.4.5.3.1.2 Dimensionamiento de los equipos de protección y mando del cuadro de distribución de CA****Interruptor manual de cada inversor**

Como se ha comentado antes este interruptor sirve para conectar y desconectar cada inversor de la red.

Como la potencia máxima que entrega el inversor monofásico es de 5kW, y la tensión de salida son 400V, la corriente máxima estará limitada por estos dos valores siendo de 12,5 A.

Como es un interruptor manual para dar corte visible basta con dimensionarlo a una corriente alta ya que realmente el que nos va a proteger es el automático del grupo inversor formado por 4 inversores con sus ramales correspondientes y que se encuentra aguas arriba.

Podemos dimensionarlo en 40A.

**Interruptor magnetotérmico de cada grupo inversor**

Ahora hemos de tener en cuenta el tramo que une los grupos de 4 inversores y que irá a cada una de las líneas trifásicas de la red.

Por éste tramo circulará una corriente máxima que estará limitada por la potencia máxima del conjunto de cuatro inversores.

Dicha potencia es de 4x5kW=20kW.

Como la tensión de la red es de 400V la corriente máxima que circularía por dicho tramo sería de.

$$I_{\text{máx}} = \frac{20000W}{400V} = 50 A$$

Por lo que hemos de seleccionar una protección magnetotérmica inmediatamente superior, del catálogo normalizado, pudiendo ser válidas las de In=63 A o de 50 A. Aunque con ésta última estaríamos atentando contra la continuidad de suministro pues podría darse un caso de funcionamiento en el MPP y no queremos que en esas condiciones salte la protección.

Por tanto, seleccionamos uno de 63 A,  $P_{dc}=4kA$ .

*Aplicaciones:* Interruptor de protección y mando contra las sobrecargas y cortocircuitos.

*Características técnicas.*

Designación UNE: 60.898.

Curva de aplicación: C. disparo automático entre 5 y  $10I_n$ .

Intensidad nominal: 63 Amperios.

Tensión nominal: 230/400 Vca.

Poder de corte: 4000 Amp según UNE-EN 60.898.

Tropicalización: ejecución 2. (Humedad relativa 95% a 55°C).

Homologación: producto certificado AENOR conforme a la norma UNE-EN 60.898.

### **Interruptor general y frontera 63A, 6 kA, 4P, 400 Vca**

Perteneciente a las protecciones generales del cuadro de protecciones AC. Tarado en la misma corriente nominal pues es la misma que se calculo para la protección del grupo inversor que alimenta cada línea del sistema trifásico.

*Aplicaciones:* Interruptor de protección y mando contra las sobrecargas y cortocircuitos.

*Características técnicas.*

Designación UNE: 60.898.

Curva de aplicación: C. disparo automático entre 5 y  $10I_n$ .

Número de polos: 4P.

Intensidad nominal: 63 Amperios.

Tensión nominal: 230/400 Vca.

Poder de corte: 6 kA según UNE-EN 60.898.

Tropicalización: ejecución 2. (Humedad relativa 95% a 55°C).

Homologación: producto certificado AENOR conforme a la norma UNE-EN 60.898.

### **Interruptores diferenciales 63A, 30 mA, 4P. 400 Vca**

Perteneciente a las protecciones generales del cuadro de protecciones AC. Tarado en la misma corriente nominal pues es la misma que se calculo para la protección del grupo inversor que alimenta cada línea del sistema trifásico.

*Aplicaciones:* Interrumpe un circuito, debido a un defecto de aislamiento entre conductores activos y tierra, igual ó superior a 30 mA (protección contra contactos indirectos de las personas).

### *Características técnicas.*

Designación UNE: 60.898.

Número de polos: 4P.

Intensidad nominal: 63 Amperios.

Tensión nominal: 400 Vca (+10%-20%).

Sensibilidad: 30 mA.

Visualización del defecto: en cara anterior por indicador mecánico rojo.

Tropicalización: ejecución 2. (Humedad relativa 95% a 55°C).

### **Interruptores general manual 80 A**

Perteneciente a las protecciones generales del cuadro de protecciones AC. Tarado en una corriente superior a las demás protecciones pues su utilidad es la de conexión o desconexión de la instalación a la red de forma manual (por decisión de la persona que le competa).

#### **3.4.5.3.2 Descripción de los equipos de protección del cuadro de medida y protección**

Tras haber expuesto todas las prescripciones técnicas que deberán cumplir los elementos de éste cuadro por exigencias de la normativa en el apartado 3.4.5.2.3 del presente capítulo, a continuación se muestra el dimensionado de sus protecciones.

Todas las protecciones de éste cuadro estarán taradas en 63 A por las razones ya expuestas. Estas protecciones actúan de forma redundante pues la instanciación ya se encuentra protegida en por el cuadro general de protecciones de AC (protegiendo los elementos de medida, y los contactos indirectos de personas de la compañía que puedan acceder a él).

Protecciones del cuadro: interruptor magnetotérmico general, interruptor diferencial (30mA), y fusibles. (Todas ellas accesibles únicamente a la compañía eléctrica)

#### **3.4.5.4 Caída directa de un rayo y protección exterior contra rayos**

La probabilidad de que un rayo caiga directamente sobre el edificio se puede calcular a partir de las dimensiones del edificio, información de los alrededores así como del número medio de días de tormenta en la región. Para una casa media situada en una región urbana la probabilidad de que caiga un rayo es de uno cada 1000 años, por lo que en un edificio situado en zona urbana, como es el caso, no difiere mucho.

En condiciones normales la ubicación de una instalación fotovoltaica no aumenta el peligro de impacto de rayos de un edificio. La construcción de una instalación fotovoltaica en un edificio ya existente no obliga a ningún dispositivo adicional de protección contra rayos.

En nuestro caso el edificio ya dispone de pararrayos, y nuestra instalación fotovoltaica no supone un riesgo añadido.

En casos especiales, en zonas abiertas, las instalaciones fotovoltaicas suelen llevar su propio elemento de protección de rayos. Por ejemplo, las instalaciones fotovoltaicas

situadas sobre la cubierta de un edificio en una zona con un alto riesgo de impacto de rayos (no es nuestro caso) deben proveerse de un pararrayos, ya que el generador fotovoltaico, como parte sobresaliente del edificio es un lugar más propenso para el impacto del rayo. La instalación de protección contra rayos comprende todas las actuaciones para una adecuada captación y derivación de los rayos. Se compone de un dispositivo de captación, de un cable de cobre de una sección mínima de  $16 \text{ mm}^2$  y de una toma de tierra. En el caso de que exista pararrayos en el edificio, el generador fotovoltaico debe estar conectado a la instalación del pararrayos. Se debe evitar que el rayo impacte directamente sobre los módulos fotovoltaicos. Para ello se pueden colocar antenas captadoras de rayos que lo eviten con un ángulo de protección de acuerdo a la normativa vigente. Hay que tener en cuenta que se deben evitar la formación de sombras eventuales de las antenas sobre los módulos y los marcos de los módulos y las fijaciones metálicas del generador fotovoltaico se deben conectar adecuadamente por el camino más corto al pararrayos.

## **CONCLUSIONES DEL PROYECTO**

En referencia al “capítulo 0” del presente proyecto, se han cubierto todos los objetivos que en él se detallan.

Tras analizar la situación de la tecnología fotovoltaica, y su desarrollo tanto en el mundo como en nuestro país, se puede concluir que es una tecnología de altísimo potencial, aún no equiparable en coste/producción con las grandes centrales nucleares, CTCC y CTC pero sí mejorando otros muchos aspectos no contemplados en éstas. La tecnología fotovoltaica ha sido capaz de abarcar grandes cuotas de mercado en los últimos años y todo hace indicar que seguirá siendo así en los próximos, si se siguen produciendo las políticas incentivadoras, y actualizando la legislación según lo requiera el crecimiento exponencial de ésta tecnología, que mueve ya a grandes inversores. Además, el ratio coste/producción se ha conseguido reducir bastante, mejorando al mismo tiempo las eficiencias medias de producción de las células solares, llegándose a obtener en laboratorios rendimientos en torno al 40%.

Sin entrar en datos pormenorizados, no cabe otra que concluir a favor del esfuerzo que se está haciendo en investigación y desarrollo en todo el mundo.

Con éste proyecto nos aunamos a aquellos que buscan conseguir una sensibilización con el medio ambiente, procurando un crecimiento sostenible, en donde las energías renovables son ya una realidad, y donde se persigue seguir desarrollando y promoviendo la versión más eficiente de la energía fotovoltaica, en su conexión a red.

El caso de la energía fotovoltaica es un caso aparte. Empezamos a creer en ella gracias a las labores de investigación y desarrollo que la han hecho crecer más que ninguna otra tecnología. En concreto, hemos visto cómo España se sitúa entre los países mejor posicionados en el mercado entorno a éste tipo de energía.

No es necesario recalcar las ventajas medioambientales de ésta tecnología, sin embargo me gustaría hacer una apreciación: Gracias a nuestra instalación estamos contribuyendo a reducir aproximadamente unas 646 toneladas de CO<sub>2</sub> en los 25 primeros años de uso.

Respecto a la rentabilidad de nuestra instalación ya se ha comentado todo. Tanto desde el punto de vista de la rentabilidad absoluta (VAN), como de la rentabilidad relativa (TIR) resulta conveniente realizar la inversión. Así mismo utilizando el criterio del plazo de recuperación o PAYBACK vemos el grado de liquidez de la misma, es decir, el tiempo que tardamos en recuperar la inversión inicial, en nuestro caso, 17 años.

Éste tipo de instalaciones requiere fuertes inversiones iniciales que persiguen no solo un beneficio económico a largo plazo, sino también un beneficio social adoptando así una imagen comprometida con el medioambiente.

Si a esto le añadimos que nuestra instalación, en concreto, es un instituto, la labor divulgativa que ejercerá entre estudiantes y gente joven, provocará la mayor concienciación medioambiental de las sociedades futuras y un mayor conocimiento de las posibilidades de ésta tecnología.

Por último, y al tratarse de un proyecto fin de carrera, considero que mi objetivo personal de aprendizaje se ha visto satisfecho.

## BIBLIOGRAFÍA

### -IDAE (Instituto para la diversificación y ahorro de la energía):

- Página web: [www.idae.es](http://www.idae.es).
- Colaboradores.

### -MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO (departamento solar) en colaboración con el IDAE (dirección de EERR):

- “El sol puede ser suyo”, “respuestas a todas las preguntas clave sobre energía solar fotovoltaica”. Noviembre 2008.
- “Energía solar en España, estado actual y perspectivas”. 2007.

### -ASIF (Asociación de la industria fotovoltaica):

- Su página web. [www.asif.org](http://www.asif.org)
- Informe 2008.
- Historia de la energía solar fotovoltaica (Septiembre 2008).
- Información sobre ayudas a la energía fotovoltaica (páginas web de enlace a comunidades autónomas).
- Energía fotovoltaica en la comunidad de Madrid (a 2001)

### -EPIA (Asociación europea de la industria fotovoltaica) Y GREENPEACE:

- Informe “Solar Generation V-2008”.
- Guía solar de Greenpeace 2005.

-Libro: Instalaciones fotovoltaicas “manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas, ingenieros y arquitectos, instrucciones de enseñanza y de investigación” de la dirección general de industria, energía y minas, Consejería de empleo y desarrollo tecnológico de la junta de Andalucía. Colaboradores: Center (centro de nuevas tecnologías energéticas), DGS, Solarpraxis y Altenor.

### -GRUPO SOLAR KUANTICA

- “Ingeniería y arquitectura energética”

### -AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA

- Área solar, departamento de energías renovables.

### - Empresas (consultadas)

- Empresa Arquibio: instalaciones de integración fotovoltaica en edificio.
- Empresa ZYTECH SOLAR: [www.zytechsolar.com](http://www.zytechsolar.com)
- Empresa Enyma, energía y medioambiente
- Empresa Indoor sun: “la energía a su servicio”

-Normativa (consultas)

- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (BOE número 234 de 27/9/2008), REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre.
- Reglamento Electrotécnico para Baja tensión 2002.
- RD 1663/ 2000 de conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Otros Reales decretos plasmados en el proyecto.

-Guía de iniciación a los proyectos de energía solar fotovoltaica de 26/01/07:

- “Explicaciones y pasos a seguir.”
- Principales fabricantes y páginas web:

CONERGY [www.albasolar.com/](http://www.albasolar.com/)  
 GE Energy – Solar [www.gepower.com/prod\\_serv/products/solar](http://www.gepower.com/prod_serv/products/solar)  
 ATERSA [www.atersa.com](http://www.atersa.com)  
 BP SOLAR [www.bpsolar.es](http://www.bpsolar.es)  
 EEPro [www.eepro.de](http://www.eepro.de)  
 EUROSOLARE [www.enitecnologie.it/fotovoltaico/](http://www.enitecnologie.it/fotovoltaico/)  
 ERSOL [www.ersol.de](http://www.ersol.de)  
 EVERGREEN [www.evergreensolar.com/](http://www.evergreensolar.com/)  
 First Solar [www.firstsolar.com/index.html](http://www.firstsolar.com/index.html)  
 FREE ENERGY [www.free-energy.net/](http://www.free-energy.net/)  
 FRONIUS [www.fronius.com](http://www.fronius.com)  
 HELIOS [www.heliotechnology.com](http://www.heliotechnology.com)  
 ISOFOFOTÓN [www.isofoton.com/html/productos7b.htm](http://www.isofoton.com/html/productos7b.htm)  
 GAMESA SOLAR [www.gamesa.es](http://www.gamesa.es)  
 KANEKA [www.kaneka.co.jp](http://www.kaneka.co.jp)  
 KYOCERA [www.kyocerasolar.de/](http://www.kyocerasolar.de/)  
 Microsol (India) [www.microsolpower.com](http://www.microsolpower.com)  
 MITSUBISHI [www.global.mitsubishielectric.com/bu/solar/](http://www.global.mitsubishielectric.com/bu/solar/)  
 MSK CORPORATION [www.msk.ne.jp/english](http://www.msk.ne.jp/english)  
 PHOTOWATT [www.photowatt.com/](http://www.photowatt.com/)  
 RWE SCHOTT Solar [www.rweschottsolar.com/](http://www.rweschottsolar.com/)  
 SCHEUTEN SOLAR [www.scheutensolar.de/e/index.htm](http://www.scheutensolar.de/e/index.htm)  
 SCHÜCO [www.schueco.com](http://www.schueco.com)  
 SHELL SOLAR [www.jhroerden.com](http://www.jhroerden.com)  
 SOLARWORLD [www.solarworld.de](http://www.solarworld.de)  
 Inversores fotovoltaicos:  
 INGETEAM [www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
 ITER S.A. [www.iter.es](http://www.iter.es)  
 SMA [www.sma.de](http://www.sma.de)  
 SOLARMAX [www.solarmax.com](http://www.solarmax.com)  
 XANTREX [www.xantrex.com](http://www.xantrex.com)

- Marco regulatorio, normativa
- Administraciones y organismos públicos relacionados

-Direcciones web relevantes:

- Instituto de Energía Solar <http://www.ies-def.upm.es/>
- Instituto para la diversificación y ahorro de la energía <http://www.idae.es>
- Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas  
<http://www.ciemat.es>
- Centro de estudios de energía solar <http://www.censolar.es>
- GREENPEACE <http://www.greenpeace.org/espana>
- Portal Energía <http://www.portalenergia.com>
- Portal Solar <http://www.portalsolar.com>



- Ente Público Regional de la Energía de Castilla y León (EREN)
- <http://www.jcyl.es/jcyl-client/jcyl/cee/eren>
- Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) <http://www.asif.org>

-Otras referencias bibliográficas:

- Proyecto: “Solarizate”, implantación de ESFV en centros de docencia.
- Temas relacionados con la energía solar fotovoltaica de la asignatura “Nuevas fuentes de energía/Parte eléctrica” de la universidad Carlos III de Madrid.
- Proyecto ingenio: “Marco actual de la energía solar fotovoltaica de conexión a red. Oferta de proyecto “llave en mano”. Rentabilidad de la inversión.”
- Noticia 18 febrero 2009: “Más barato imposible, instalaciones fotovoltaicas a cero euros”. Información en :[www.rivas-vaciamadrid.org](http://www.rivas-vaciamadrid.org)
- Informe: nuevo programa puesto en marcha por la EMVS denominado “comunidades solares” (alta eficiencia energética en viviendas sociales, primer proyecto en Sanchinarro).

## **ANEXO 1**

### **1.1 CATALOGOS COMERCIALES, CERTIFICADOS DE LOS PRODUCTOS**

Se adjunta los siguientes catálogos comerciales y certificados de los productos:

- Catálogo de los módulos SW 220 (+2 pág.).
- Catálogo del inversor FRONIUS (+4 pág.).
- Catálogo del cable seleccionado RZ1-k (+ 10 pág.).

### **1.2 RESULTADO DE LAS SIMULACIONES**

- Resultados de la simulación del programa PVSYST (+17 pág.).
- Resultados del análisis de rentabilidad. (+2 pág.)

## **ANEXO 2. PLANOS**

- Planos eléctricos (+ 3 dinA3).
- Planos de la disposición de módulos en azotea (+1 dinA3).
- Planos distancia de seguridad entre módulos (+1 dinA3).

## **ANEXO 3. PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS**